

GUSTAVO ANTONIO BAUR ARFUX

**GERENCIAMENTO DE RISCOS NA
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COM USO DE INSTRUMENTOS DERIVATIVOS:
UMA ABORDAGEM VIA TEORIA DE PORTFÓLIOS
DE MARKOWITZ**

Florianópolis – SC

2004

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**GERENCIAMENTO DE RISCOS NA
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COM USO DE INSTRUMENTOS DERIVATIVOS:
UMA ABORDAGEM VIA TEORIA DE
PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

GUSTAVO ANTONIO BAUR ARFUX

Florianópolis, outubro de 2004

GERENCIAMENTO DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM USO DE INSTRUMENTOS DERIVATIVOS: UMA ABORDAGEM VIA TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ

Gustavo Antonio Baur Arflux

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Raimundo Ghizoni Teive, Dr.
Orientador

Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Raimundo Ghizoni Teive, Dr.
Presidente

Prof. Fabíola Sena Vieira Silveira, Dra.
Co-Orientadora

Prof. Edson Luiz da Silva, Dr.

Prof. Wagner da Silva Lima, Dr.

Prof. João José Cascaes Dias, Dr.

”Não me venha falar de adversidades. A vida me ensinou que diante delas, só há três atitudes possíveis: Enfrentar, Combater e Vencer.” (Mário Covas)

Aos meus pais, Arfux e Bernardette
que sempre me iluminaram e me
guiaram pelo bom caminho.

Às minhas irmãs Cacyla e Claudia
por todo o apoio.

Ao meu tio Edwin Baur.

Ao meu São Miguel Arcanjo parceiro de luta.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Raimundo Ghizoni Teive pela orientação, amizade, confiança e apoio incondicional dispensados ao longo do trabalho, estando sempre disponível nos momentos críticos.

À Prof. Fabíola Sena Vieira Silveira pelo apoio e confiança depositados em mim, sem falar na orientação precisa dispensada ao longo deste trabalho.

Ao Prof. Edson Luiz da Silva, pessoa que admiro e procuro me espelhar na vida profissional. Além da ajuda prestada em decisões importantes durante este caminho.

Aos profissionais da Tractebel Energia, Éderson e Frederick pelas contribuições fornecidas ao trabalho.

Ao amigo especial André Gustavo Nogueira Garcia, a quem eu devo muito, por toda a ajuda prestada nos últimos anos.

Aos amigos do LabPlan, em especial ao Maurício Sperandio e Everthon Sica que sempre se mostraram dispostos a ajudar.

Aos amigos Wagner, Alessandro, Fernando e Anderson pelo apoio.

Aos amigos Paulo Henrique, Rody, Tapias, Juliana, e Marcelo que completam a turma de mestrado.

Aos demais professores e colegas do LabPlan que proporcionaram condições e o apoio necessário para o desenvolvimento deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**GERENCIAMENTO DE RISCOS NA
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
USO DE INSTRUMENTOS DERIVATIVOS: UMA
ABORDAGEM VIA TEORIA DE PORTFÓLIOS DE
MARKOWITZ**

Gustavo Antonio Baur Arfux

Orientador: Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Gerenciamento de Riscos, Derivativos, Contratos de Opção, Teoria de Portfólio de Markowitz.

Número de páginas: 91

As estruturas verticalizadas e monopolistas permaneceram como um paradigma aplicado ao setor elétrico por muito tempo. No entanto, nas duas últimas décadas estas estruturas têm sido substituídas em vários países do mundo por ambientes de mercado competitivo, com preços sendo estabelecidos livremente entre os agentes de geração e consumo. Desta maneira a volatilidade associada aos preços os expõe ao risco de mercado.

O presente trabalho propõe uma metodologia e um modelo computacional para análise destes riscos nas carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica. O modelo é adequado às especificidades do comportamento do preço no sistema elétrico brasileiro, utilizando instrumentos e estratégias aplicadas no mercado financeiro, como os contratos derivativos (*Call* e *Put*).

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a fulfillment of the requirements for the
degree of Master in Electrical Engineering

RISK MANAGEMENT IN ENERGY TRADING WITH THE USE OF DERIVATIVES: AN APPROACH VIA MARKOWITZ PORTFOLIO THEORY

Gustavo Antonio Baur Arfux

Advisor: Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems Planning

Keywords: Risk Management, Derivatives, Options Contracts, Markowitz Portfolio Theory.

Number of Pages: 91

The vertical and monopolists structures remained as a paradigm applied in the electric sector for a long time. However, in the last two decades these structures were replaced by competitive market structures with prices being established freely among the agents. Thus the volatility associated with the prices exposes them to the market risk.

The present work proposes a methodology and a computational model for analysis of these risks in the electric power portfolio of energy trading. The model is adapted to the specificities of the price behavior of the Brazilian Power System, by using instruments and strategies applied in the financial market, as derivative contracts (Call and Put).

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	2
1.2.1	<i>Objetivos gerais.....</i>	2
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	2
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	6
2	ESTRUTURAS DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	8
2.1	INTRODUÇÃO.....	8
2.2	MODELOS DE MERCADO PARA O SETOR ELÉTRICO.....	9
2.2.1	<i>Monopólio.....</i>	9
2.2.2	<i>Purchasing Agency – Comprador Único.....</i>	9
2.2.3	<i>Wholesale Competition - Competição no Atacado.....</i>	10
2.2.4	<i>Retail competition - Competição no Varejo</i>	11
2.3	APLICAÇÕES PRÁTICAS DOS MODELOS DE MERCADO	12
2.3.1	<i>REINO UNIDO.....</i>	13
2.3.2	<i>CHILE.....</i>	15
2.3.3	<i>NORUEGA E NORD POOL.....</i>	17
2.3.4	<i>ESTADOS UNIDOS - CASO DA CALIFÓRNIA</i>	18
2.4	MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.4.1	<i>Novos Agentes Institucionais e Respectivas Funções.....</i>	21
2.4.2	<i>Empresa de Planejamento Energético – EPE</i>	21
2.4.3	<i>Câmara de Comercialização de Energia – CCEE.....</i>	21
2.4.4	<i>Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE</i>	21
2.4.5	<i>Planejamento da Expansão do Setor Elétrico.....</i>	22
2.4.6	<i>Contratação no ACR</i>	23
2.5	CONCLUSÕES	23
3	INSTRUMENTOS DERIVATIVOS	24

3.1	INTRODUÇÃO.....	24
3.2	CONTRATOS DERIVATIVOS	25
3.3	CONTRATO FORWARD OU A TERMO	25
3.4	CONTRATOS FUTUROS	25
3.5	CONTRATOS DE OPÇÃO	27
3.5.1	<i>Retorno Esperado em Transações com Call</i>	28
3.5.2	<i>Retorno Esperado em Transações com Put</i>	29
3.5.3	<i>O Modelo de Precificação de Opções de Black e Scholes</i>	31
3.5.4	<i>Estratégias com Opções</i>	33
3.5.5	<i>Spreads de Alta</i>	33
3.5.6	<i>Spreads de Baixa</i>	34
3.5.7	<i>Spread Borboleta</i>	36
3.6	CONTRATOS POR DIFERENÇA	37
3.7	CONTRATO <i>SWAP</i>	39
3.8	CONTRATO <i>COLLAR</i>	40
3.9	CONCLUSÕES	40
4	FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE RISCO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	41
4.1	INTRODUÇÃO	41
4.2	TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ	42
4.3	VALUE AT RISK – “VALOR EM RISCO”	48
4.3.1	<i>O VAR para Distribuições Gerais</i>	48
4.3.2	<i>O VAR para Distribuições Paramétricas</i>	50
4.4	CASH FLOW AT RISK – “FLUXO DE CAIXA EM RISCO”	51
4.5	FUNÇÃO UTILIDADE E PERCEPÇÃO DE RISCO	51
4.6	ASSET LIABILITY MANAGEMENT – ALM	54
4.7	CONCLUSÕES	55
5	METODOLOGIA PROPOSTA.....	56
5.1	INTRODUÇÃO.....	56
5.2	O AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO	56
5.3	METODOLOGIA PROPOSTA	57
5.4	CENÁRIOS DE PREÇO DE CURTO PRAZO.....	59
5.5	DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS CONTRATUAIS	60

5.5.1	<i>Montante Transacionado.....</i>	60
5.5.2	<i>Preço Bilateral</i>	60
5.5.3	<i>Preço de Exercício e Prêmio da Call e Put.....</i>	60
5.5.4	<i>Taxa de Atualização</i>	61
5.6	PORTFÓLIO DE COMPRA.....	61
5.6.1	<i>Custo do Contrato de Compra Bilateral</i>	62
5.6.2	<i>Custo do Contrato de Compra Flexível.....</i>	63
5.7	PORTFÓLIO DE VENDA	63
5.7.1	<i>Retorno Spot</i>	66
5.7.2	<i>Retorno Bilateral.....</i>	66
5.7.3	<i>Retorno da Venda de Call</i>	66
5.7.4	<i>Retorno da Compra de Put.....</i>	67
5.7.5	<i>Fluxo de Caixa - A Matriz de Retornos Esperados.....</i>	68
5.8	ANÁLISE DE RISCO – TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ	69
5.9	CONCLUSÕES	70
6	APLICAÇÃO DO MODELO - RESULTADOS OBTIDOS.....	71
6.1	INTRODUÇÃO	71
6.2	PRESSUPOSTOS ASSUMIDOS PARA AS SIMULAÇÕES	71
6.3	PRIMEIRO CASO.....	72
6.3.1	<i>Variando Preços nos Portfólios de Compra e Venda – Análise de Sensibilidade.....</i>	75
6.4	SEGUNDO CASO.....	76
6.4.1	<i>Variando Preços nos Portfólios de Compra e Venda – Análise de Sensibilidade.....</i>	79
6.4.2	<i>Redução do Preço Bilateral de Venda do Segundo Caso</i>	81
6.5	CONCLUSÕES	83
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	84
7.1	CONCLUSÕES	84
7.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	85
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Modelo de Monopólio (Adaptado de HUNT, 1996)	9
Figura 2.	Modelo de Agência Compradora (Adaptado de HUNT, 1996).....	10
Figura 3.	Modelo de Competição no Atacado (Adaptado de HUNT, 1996)	11
Figura 4.	Modelo de Competição no Varejo (Adaptado de HUNT, 1996).....	11
Figura 5.	Modelo de Mercado do Reino Unido após a Reforma (Adaptado OLIVEIRA, 1997).....	14
Figura 6.	Modelo de Mercado do Chile após a Reforma (Adaptado de OLIVEIRA, 1997).....	16
Figura 7.	Visão Geral do Modelo – (Adaptado de MME, 2003)	20
Figura 8.	Exercício de <i>Call</i> e <i>Put</i> por um titular	28
Figura 9.	Retorno de Compra de <i>Call</i> (HULL 1996).....	28
Figura 10.	Retorno de venda de <i>Call</i> (HULL 1996).....	29
Figura 11.	Retorno de compra de <i>Put</i> (HULL 1996).....	30
Figura 12.	Retorno da venda de <i>Put</i> (HULL 1996)	30
Figura 13.	Retorno do <i>Spread</i> de Alta HULL (1998).....	34
Figura 14.	Retorno do <i>Spread</i> de Baixa HULL (1998)	35
Figura 15.	Retorno do <i>Spread</i> Borboleta HULL (1998).....	36
Figura 16.	Contrato por Diferença Modelado como Opção Simples (OLIVEIRA 1997) 38	
Figura 17.	Contrato por Diferença Modelado como Dupla Opção (OLIVEIRA 1997) ... 38	
Figura 18.	Fluxos Financeiros em um Contrato <i>Swap</i> de Tarifa de Energia (Adaptado de MONGUELLI 2002).....	39
Figura 19.	Desempenho de Contrato Tipo <i>Collar</i>	40
Figura 20.	Efeito da Diversificação do Risco (Adaptado de SILVEIRA 2001).....	43
Figura 21.	Efeito da Diversificação do Risco – Carteira com Múltiplos Ativos (Adaptado de SILVEIRA 2001).....	44
Figura 22.	Obtenção Gráfica da Carteira de Mercado (Adaptado de SILVEIRA 2001) ..	47
Figura 23.	VAR para Distribuições Gerais (Adaptado de JORION 1998).....	49
Figura 24.	VAR para Distribuições Paramétricas (Adaptado de JORION 1998).....	50
Figura 25.	Função Utilidade – Decisor Indiferente ao Risco (Adaptado DAVID et. al 2001).....	52

Figura 26. Função Utilidade – Decisor Averso ao Risco (Adaptado de DAVID et .al 2001).....	53
Figura 27. Função Utilidade – Decisor Propenso ao Risco (Adaptado de DAVID 2001).....	53
Figura 28. Contratação Ótima para Determinado Decisor (Adaptado de DOMINGUES et al 2003).....	54
Figura 29. Ambiente de Comercialização.....	57
Figura 30. Etapas da Metodologia Proposta	58
Figura 31. Exposição do Gerador/Comercializador.....	62
Figura 32. Fluxo de caixa Convencional	64
Figura 33. Fluxo de caixa Não Convencional.....	64
Figura 34. Estrutura da Matriz de Retornos dos Contratos de Venda	65
Figura 35. Expectativa de Custo Marginal de Operação (Base Mensal)	71
Figura 36. Fronteira Eficiente de Markowitz – Primeiro Caso.....	73
Figura 37. Composição da Fronteira Eficiente – Primeiro Caso	74
Figura 38. Comparação Entre as Fronteiras Eficientes – Parâmetros Alterados	75
Figura 39. Composição da Fronteira Eficiente – Parâmetros Alterados.....	76
Figura 40. Expectativa de Custo Marginal de Operação (Submercado Diferente).....	77
Figura 41. Fronteira Eficiente de Markowitz – Segundo Caso.....	78
Figura 42. Composição da Fronteira Eficiente – Segundo Caso	78
Figura 43. Comparação Entre as Fronteira Eficientes – Parâmetros Alterados.....	80
Figura 44. Composição da Fronteira Eficiente – Parâmetros Alterados.....	80
Figura 45. Comparação Entre as Fronteira Eficientes – Parâmetros Alterados.....	81
Figura 46. Composição da Fronteira Eficiente – Parâmetros Alterados.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Características e Estrutura Regulatória de cada Modelo (Adaptado de HUNT, 1996).....	12
Tabela 2.	Matriz de Covariância dos Retornos Esperados para Dois Ativos (SILVEIRA 2001).....	43
Tabela 3.	Matriz de Covariância dos Retornos Esperados para Múltiplos Ativos (SILVEIRA 2001)	44
Tabela 4.	Estrutura da Matriz de Preços de Curto Prazo.....	59
Tabela 5.	Estrutura da Matriz de Fluxo de Caixa.....	68
Tabela 6.	Matriz de Retornos Esperados	69
Tabela 7.	Saídas do Modelo Desenvolvido	70
Tabela 8.	Configuração do Primeiro Caso	73
Tabela 9.	Composição da Carteira para Determinado Ponto da Fronteira Eficiente.....	74
Tabela 10.	Análise de Sensibilidade do Primeiro Caso – Variação de Parâmetros	75
Tabela 11.	Configuração do Segundo Caso	77
Tabela 12.	Análise de Sensibilidade do Segundo Caso – Variação de Parâmetros	79
Tabela 13.	Análise de Sensibilidade do Segundo Caso – Variação de Parâmetros	81
Tabela 14.	Comparação da Relação Risco x Retorno	82

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Nas duas últimas décadas houve uma tendência mundial que modificou a estrutura de funcionamento do setor elétrico em diversos países. O principal objetivo destas reformas foi possibilitar e tornar atrativa a atuação de investidores privados no setor. Estruturas verticalizadas e monopolistas com tarifas reguladas foram substituídas por ambientes de mercado com preços sendo estabelecidos por meio da relação entre oferta e demanda. Nesses ambientes competitivos, as empresas estão expostas à flutuações de preço com uma volatilidade considerável. Essa volatilidade é conhecida como Risco de Mercado.

Analisando especificamente o caso brasileiro, a oferta de energia está fortemente ligada à natureza estocástica das afluências, dado que o país apresenta uma matriz energética predominantemente hidrelétrica. Como consequência, a formação do preço de curto prazo no atacado apresenta uma incerteza significativa que pode comprometer o retorno esperado da carteira de contratos.

Para se proteger do risco econômico caracterizado pela volatilidade dos preços e estabilizar os fluxos de caixa, agentes geradores e comercializadores podem firmar contratos de caráter exclusivamente financeiro, utilizados como mecanismos de *hedge*.

Os mecanismos de *hedge* utilizados neste trabalho são instrumentos financeiros conhecidos como derivativos, pois seu valor deriva de algum ativo de referência, (*commodity*, título, taxa referencial etc.) no caso a energia elétrica. Estes foram adaptados para o setor elétrico e em alguns países já representam grande parte dos montantes de energia negociados, como por exemplo, os contratos por diferença¹ no Reino Unido e os contratos de opção² nos EUA.

No Brasil não existem ainda mecanismos sofisticados para o gerenciamento de riscos na comercialização de energia como ocorre em países com mercados mais maduros,

¹ A definição de um Contrato por Diferença é apresentada na seção 3.6.

² Os Contratos de Opção são apresentados na seção 3.5.

citados anteriormente. Esta foi a principal motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

Deve-se destacar também que com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro implementado por meio da Lei Nº 10.848/04 e Decreto Nº 5.163/04, os agentes comercializadores atuarão no Ambiente de Contratação Livre – ACL e deverão apresentar propostas de contratação flexíveis com o formato dos instrumentos derivativos, para atrair clientes em potencial (Consumidores Livres ou Produtores Independentes).

1.2 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS

1.2.1 *Objetivos gerais*

Desenvolver uma metodologia e um modelo computacional para análise de riscos de carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica que considere as especificidades do comportamento do preço no sistema elétrico brasileiro, utilizando instrumentos e estratégias aplicadas no mercado financeiro.

1.2.2 *Objetivos específicos*

1. Propiciar proteção (*hedge*) para o agente comercializador contra possíveis flutuações no preço de curto prazo e viabilizar a obtenção de lucro;
2. Obter a composição ótima da carteira de contratos de venda de energia através da Teoria de Portfólio de Markowitz para um determinado nível de propensão ao risco de um agente; considerando o mercado de curto prazo, contratação bilateral e contratos de opção do tipo *call* e *put*;
3. Simular, por meio do modelo computacional desenvolvido, diferentes expectativas de afluências (cenários otimistas e pessimistas) verificando o seu impacto sobre a carteira de contratos;
4. Realizar uma análise de sensibilidade através do modelo com parâmetros contratuais variados (composição do portfólio de compra e preços do portfólio de venda).

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A atividade de comercialização de energia elétrica foi concebida após uma tendência de liberalização do mercado no setor elétrico. Até então, este enfoque era desconhecido para os agentes, pois em geral todos os ativos da cadeia de suprimento pertenciam ao Estado.

Com a abertura dos mercados, tornou-se possível a competição entre diferentes produtores e a visão comercial da energia elétrica também passou a ser importante para o negócio.

Desde então, a análise do risco na comercialização de energia com o uso de instrumentos financeiros passou a ser estudada a fim de minimizar a exposição dos agentes e maximizar seus lucros. Num ambiente de mercado de energia elétrica, pela própria natureza do ativo negociado, algumas adaptações devem ser realizadas nestes instrumentos para viabilizar sua aplicação, pois as formas de contratação são mais complexas se comparadas aos mercados financeiros usuais, PILIPOVIC (1997).

Neste sentido em ANDERS *et al.* (1999), é apresentada uma introdução aos conceitos, técnicas e ferramentas utilizadas para identificar, modelar e gerenciar estes risco. São utilizados conceitos financeiros, aspectos técnicos de sistemas de potência e práticas de apoio à tomada de decisão.

Da mesma forma em RAMOS (2002), é apresentada uma visão geral do problema de comercialização, no entanto, seu foco principal é o mercado de eletricidade brasileiro. Em SCHUCH e PORRUA (2003), é apresentado um trabalho teórico, onde são analisadas as possibilidades de comercialização de energia elétrica no Brasil, destacando os aspectos regulatórios envolvidos. Também com o foco no sistema brasileiro SILVEIRA (2001), explicita os conceitos e a modelagem do mercado de opções utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

Um aspecto relevante a ser destacado está na forma como o problema de gestão de risco é tratado. Este pode ser dividido em três etapas:

- inicialmente é necessário um mecanismo de previsão de preços, que no caso de uma matriz predominantemente hidráulica pode ser baseado em dados históricos de aflúências ou gerado a partir de séries sintéticas de prováveis cenários hidrológicos. No caso de uma matriz energética predominantemente termelétrica esta análise concentra-se na avaliação da variação dos preços de combustível;

- a segunda etapa consiste em analisar as possibilidades de negociação existentes, ou seja, os aspectos contratuais que podem ser utilizados para mitigar o risco, como por exemplo, os instrumentos derivativos. Em ARFUX *et al.* (2004), a aplicação destes contratos derivativos no setor elétrico é apresentada;
- e a terceira etapa define o gerenciamento do risco propriamente dito, sendo classificadas as melhores alternativas de investimento e a composição do portfólio sendo otimizada por meio de ferramentas apropriadas.

Vale citar, que a maioria dos trabalhos apresenta esta forma de abordagem e divisão do tratamento do problema, sendo modificados apenas os componentes de cada etapa.

BJORGAN *et al.* (2003), por exemplo, propõe uma forma de gerenciamento de risco para um sistema termelétrico por meio da possibilidade da elaboração de uma carteira composta por Contratos Futuros³. A ferramenta utilizada para identificar e classificar o portfólio preferido é a técnica da Fronteira Eficiente de Markowitz; sendo modelado o comportamento do decisor via curvas de indiferença.

DENTON *et al.* (2003), segue esta mesma forma de abordagem do problema. A metodologia de previsão de preços proposta é baseada em resultados da década anterior, sendo investigados os aspectos fundamentais que direcionam as variações de mercado e desenvolvidos cenários de projeção de preço baseados nestas informações. No entanto, diferentemente de BJORGAN *et al.* (2003), são utilizados contratos de opção ao invés de contratos futuros para compor a carteira. O gerenciamento do risco é realizado através de informações obtidas pela análise do *Value at Risk* e *Cash Flow at Risk* associados à Teoria de Portfólios de Markowitz. Esta associação de ferramentas de análise de risco é perfeitamente viável e dá consistência aos resultados obtidos.

DAHLGREN *et al.* (2003), também utiliza o conceito de *Value at Risk* para quantificar o risco de mercado. O autor apresenta um levantamento completo do estado-da-arte da atividade de avaliação de risco na comercialização de energia.

AZEVEDO *et al.* (2003), propõe um modelo matemático de apoio à tomada de decisão que traduz a estratégia ótima de comercialização para uma carteira com possibilidades de negociação através de contratos *forward*, futuros e de opção.

Existem variações destes contratos derivativos mais conhecidos. GEDRA (1994), utiliza conceitos de contratos de opção e contratos *forward*, mas compõe a carteira com

³ Contratos Futuros são negociados em bolsas de valores e têm uma padronização em termos de quantidade, qualidade (especificações da *commodity*), data de vencimento e local de entrega.

contratos exóticos do tipo *callable forward* e *puttable forward*. O método de precificação destes contratos é baseado no modelo de Black Scholes.

Já TANLAPCO et al. (2002), não recomenda o uso do modelo de Black Scholes para precificação de opções no setor elétrico, pois segundo o autor, esta teoria parte de premissas não aplicáveis à este contexto, tais como o modelo lognormal do comportamento dos preços. O mesmo propõe o uso de contratos futuros para proteção contra volatilidade dos preços em mercados desregulamentados de energia elétrica.

VÁZQUEZ et al. (2002), defende um sistema de comercialização, com mínima intervenção regulatória, baseado nos contratos financeiros de opção.

Assim como em BJORGAN et al. (2003), citado anteriormente, muitos trabalhos utilizam técnicas que possibilitam modelar as preferências do decisor quanto às possibilidades de assumir um determinado nível de risco ou retorno. SCHMUTZ et al. (2002) e ZELAYA (2004) utilizam o conceito de variáveis lingüísticas que refletem a percepção do decisor em relação ao lucro.

Já MONGUELLI (2002), modela as preferências do decisor via Teoria de Função Utilidade.

Destacando outros aspectos, MARZANO et al. (2003), desenvolveu um modelo aplicado ao contexto do setor elétrico brasileiro. A formação de cenários de preço é baseada nas simulações do custo marginal de operação, via modelo NEWAVE. Apesar de estabelecer uma comparação entre contratos bilaterais e mercado de curto prazo (sem o uso de derivativos) este trabalho é interessante, pois aborda a característica dinâmica de atualização do portfólio, via Programação Dinâmica Estocástica Dual.

Esta é a evolução natural da análise de um portfólio estático de contratos e consiste no uso de contratos flexíveis que possibilitem a sua atualização de forma dinâmica.

Um contrato flexível do tipo *forward*, por exemplo, ao invés de especificar exatamente o preço de entrega, o volume contratado e o montante a ser entregue em cada intervalo de tempo, pode apresentar alguns destes parâmetros variáveis no tempo.

BJORGAN et al. (2000), propõe o uso de contratos flexíveis do tipo *forward* tendo especificado um intervalo com máximo e mínimo montante de energia a ser consumido em determinado intervalo de tempo, ao invés de um montante definido de forma rígida. Ou seja, o contrato permite flexibilidade na entrega de energia sobre o seu período de vigência.

PALAMARCHUK (2003), modela contratos flexíveis de maneira semelhante. Desta forma os rendimentos do contrato não são mais determinísticos. São representados por uma

função capaz de refletir a incerteza associada. A técnica de solução utilizada para este tipo de problema geralmente envolve a Programação Dinâmica Estocástica.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho foi desenvolvido a partir de uma abordagem sistêmica do setor elétrico que foi direcionada para o problema em questão.

No Capítulo II é realizado um levantamento de alguns marcos regulatórios importantes para o setor elétrico. Como é apresentado, nas últimas duas décadas foram realizadas importantes reformas estruturais que quebraram um paradigma estatal introduzindo o conceito de concorrência no setor. É fato, que as possibilidades de atuação de cada agente são definidas a partir do modelo do setor elétrico utilizado no país. Por isso, essas reformas realizadas são analisadas, assim como os modelos adotados, o grau de competição e a possibilidade do uso de instrumentos financeiros. As motivações econômicas e políticas e as consequências geradas por cada reforma também são destaque desta análise considerada de suma importância, pois fornece uma base de conhecimentos no início do trabalho, que é amplamente utilizada posteriormente. O novo Modelo Institucional Brasileiro também é apresentado de maneira sucinta, já que a maioria dos detalhes ainda está em processo de discussão.

No Capítulo III são apresentados os instrumentos financeiros utilizados atualmente no setor elétrico para operacionalizar contratos e fornecer *hedge* aos agentes. Esses instrumentos financeiros também conhecidos como derivativos tem adaptações que também são comentadas. Nesse capítulo é encontrada uma ênfase maior na teoria dos contratos de opção e nas estratégias de negociação que estes possibilitam.

No Capítulo IV são abordadas as ferramentas de análise e gerenciamento de risco mais consagradas na literatura. A ênfase desta vez é dada a Teoria de Portfólio de Markowitz, visto que esta teoria é a base deste trabalho.

O Capítulo V traz o desenvolvimento da metodologia proposta para apoio à tomada de decisão desenvolvida para um agente comercializador. As formas de contratação tanto do portfólio de compra como de venda e o processo de gerenciamento do risco utilizado são apresentados.

No Capítulo VI são apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações, assim como a análise de sensibilidade realizada nos parâmetros contratuais.

No Capítulo VII são apresentadas as conclusões obtidas com o desenvolvimento do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

ESTRUTURAS DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

A atividade de livre comercialização de energia elétrica surgiu com a tendência mundial de migração de vários países para modelos de mercado competitivo. No Setor Elétrico foram implementadas diversas estruturas, com diferentes níveis de competição que variam de acordo com a matriz energética de cada país, seu sistema físico de geração, transmissão e distribuição, seu clima, seus interesses políticos e econômicos, sua capacidade de financiamento deste setor que exige desembolso intensivo de capital, entre outros.

Para elaborar uma metodologia e implementar uma ferramenta de apoio à tomada de decisão na comercialização de energia, é importante conhecer a estrutura de funcionamento da cadeia de suprimento de energia elétrica. É esta estrutura que define a área e o modo de atuação da comercializadora, suas possibilidades de negociação e seus clientes em potencial. No entanto, esta estrutura não é única. Existem variações que devem ser analisadas. Por esta razão foi realizado um estudo dos processos de reestruturação de alguns países, investigando seu funcionamento e a existência e operação de mercados derivativos em cada um deles no período pós-reforma.

Cada um dos países analisados apresenta uma peculiaridade no seu processo de reestruturação. O Chile, Reino Unido e Noruega são reconhecidos como pioneiros no estabelecimento de uma estrutura de mercado no setor elétrico, com incentivo à competição no setor de geração e comercialização, EDSON SILVA (2001). O caso da Califórnia é citado por apresentar incoerências regulatórias que culminaram em uma grave crise energética. Estas peculiaridades justificam a escolha destes países como referência no estudo realizado.

2.2 MODELOS DE MERCADO PARA O SETOR ELÉTRICO

Algumas características se destacam na estrutura da indústria do suprimento de energia elétrica sendo possível criar uma classificação dos diversos modelos pelo grau de competição concebido na regulação. Segundo HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), estes podem ser definidos como a seguir:

2.2.1 Monopólio

O modelo de monopólio estatal, foi um paradigma que prevaleceu por muito tempo no setor elétrico de vários países. É caracterizado por uma estrutura verticalizada, onde a geração, transmissão e distribuição de energia são efetuadas por uma mesma empresa. Neste modelo não há possibilidade de competição em nenhum nível da cadeia de suprimento e não existe a figura do produtor independente, pois o acesso à transmissão e distribuição é restrito. Vale destacar a exceção de livre acesso à transmissão em sistemas monopolistas que ocorre com a França, buscando vender energia para Portugal através da Espanha. Neste caso, as condições e o preço do acesso devem ser negociados. A Figura 1 traduz a estrutura verticalizada de um modelo monopolista:

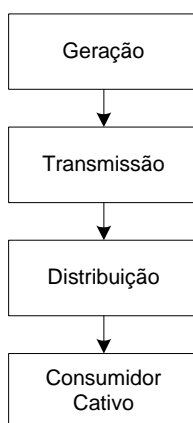


Figura 1. Modelo de Monopólio (Adaptado de HUNT, 1996)

2.2.2 Comprador Único (Purchasing Agency)

A característica principal do modelo *Purchasing Agency* é a existência de um comprador único constituído por uma “agência compradora”. É introduzido o conceito de competição no segmento da geração através dos produtores independentes, que disputam para construir novas plantas ou operar as existentes. Esta competição entre os geradores

pode se dar por menor preço, ou por maior ágio, de acordo com a regulamentação. Pode haver mais de uma distribuidora, mas os consumidores são cativos e conseqüentemente não têm a possibilidade de escolha do seu fornecedor. A Figura 2 mostra o arranjo de um sistema de agência compradora:

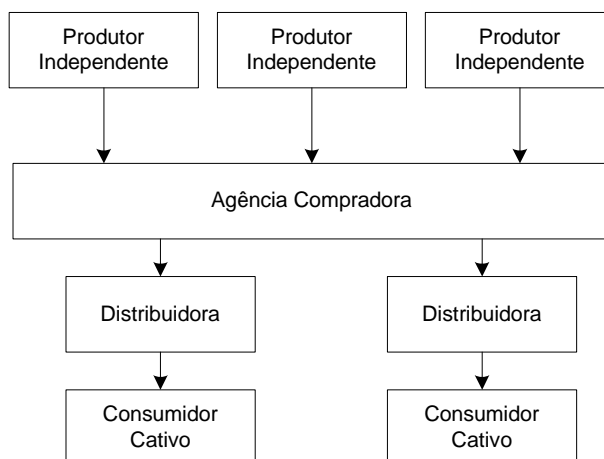


Figura 2. Modelo de Agência Compradora (Adaptado de HUNT, 1996)

Os geradores e a agência compradora negociam através de uma modalidade de contrato conhecido como PPA (*Power Purchase Agreement*). Este contrato viabiliza a obtenção de capital e o risco de mercado é repassado via agência para os consumidores cativos.

2.2.3 Competição no Atacado (*Wholesale Competition*)

A denominação *Wholesale Competition* pode ser traduzida para o português como “competição no atacado”. Ou seja, as distribuidoras e os grandes consumidores são livres para escolher seus fornecedores e negociar seus contratos. Por esta razão é necessário que neste modelo se possibilite o livre acesso à transmissão. Esta atividade deve possuir tarifa regulada que reflita os custos de transmissão, já que a sua atuação é essencialmente monopolista. A parte competitiva do mercado deve apresentar uma regulamentação bem definida para viabilizar os investimentos necessários.

As distribuidoras mantêm o monopólio sobre a venda de energia para os consumidores cativos com a devida regulação dos preços. É importante que o despacho seja realizado por um operador independente que garanta os níveis de frequência e tensão para o sistema de transmissão (serviços ancilares).

Um mercado “à vista” é criado e as diferenças registradas entre os contratos e o montantes realmente despachados são liquidadas por este preço. A Figura 3 representa a formatação deste modelo:

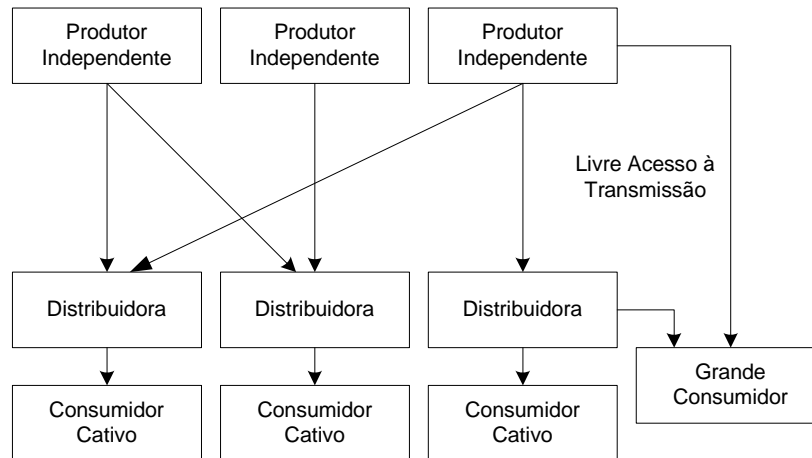


Figura 3. Modelo de Competição no Atacado (Adaptado de HUNT, 1996)

2.2.4 Competição no Varejo (Retail Competition)

O quarto modelo é denominado *Retail Competition*, ou “competição no varejo” e permite que todos os consumidores finais, independentemente de seu porte, escolham os seus fornecedores, podendo inclusive negociar diretamente com os geradores. As distribuidoras não têm mais o monopólio sobre os consumidores finais.

É importante destacar que neste modelo todos os agentes têm acesso livre ao “fio”, tanto no âmbito da transmissão como na distribuição para que a competição plena e não discriminatória seja viabilizada. Este modelo é representado na Figura 4:

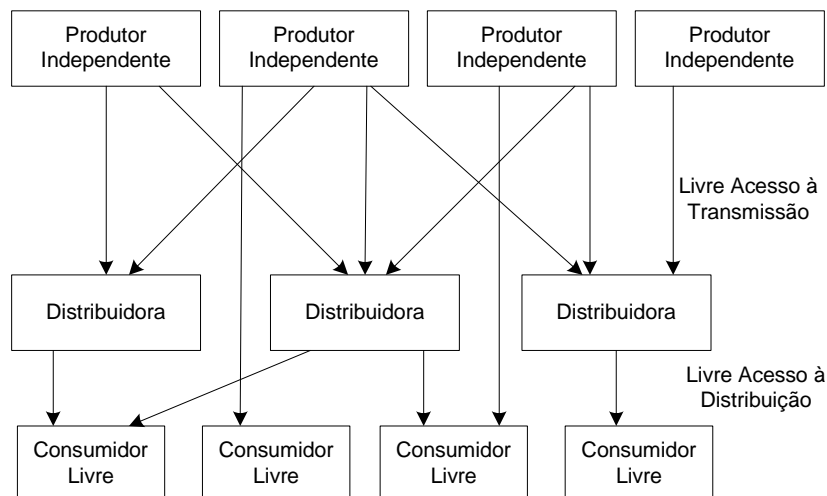


Figura 4. Modelo de Competição no Varejo (Adaptado de HUNT, 1996)

A Tabela a seguir sumariza as características mais importantes de cada modelo. Estes apresentam diferentes arranjos nas transações comerciais e portanto requerem diferentes arranjos contratuais e condições regulatórias.

Características	Monopólio	Agência Compradora	Competição no Atacado	Competição no Varejo
Definição	Monopólio em todos os níveis	Competição na Geração	Competição na Geração e Escolha para as Distribuidoras	Competição na Geração e Escolha para os Consumidores Finais
Competição na Geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha para Atacadistas	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para Consumidores Finais	Não	Não	Não	Sim

Tabela 1. Características e Estrutura Regulatória de cada Modelo (Adaptado de HUNT, 1996)

Destaca-se nesta tabela a crescente liberalização do mercado, sendo viabilizada a competição para um número cada vez maior de agentes e consumidores. Esta foi uma tendência observada nas duas últimas décadas como dito anteriormente.

Algumas reformas realizadas são discutidas em ARFUX et. Al. (2004b). Em OLIVEIRA et al. (2004) e em DEHDASHTI (2004) é realizada uma comparação dos efeitos das reestruturações entre países em desenvolvimento e em países desenvolvidos.

Estes estudos mostram a evolução dos mecanismos de formação de preços a partir de uma estrutura verticalizada e estatal, para uma estrutura de mercado buscando o equilíbrio entre oferta de demanda.

2.3 APLICAÇÕES PRÁTICAS DOS MODELOS DE MERCADO

A seguir serão discutidas as operacionalizações dos modelos de mercado vistas anteriormente, em alguns países considerados como referência no processo de desverticalização do setor de energia elétrica.

2.3.1 REINO UNIDO

Antes do início do processo de reestruturação no Reino Unido, havia uma empresa verticalmente integrada, denominada *Central Electricity Generating Board* (CEGB), responsável pela produção e transporte da energia em alta tensão. A CEGB era fornecedora de 95% de toda a energia elétrica consumida. Havia doze distribuidoras regionais, denominadas *Regional Electricity Companies* (RECs) e o modelo era caracterizado por uma estrutura de monopólio com o estado exercendo uma forte influência na gestão da CEGB, ROSA (1998).

Durante a gestão da primeira-ministra Margareth Thatcher (1979-1990), a Inglaterra viveu uma grave recessão econômica e a maneira encontrada para melhorar as finanças foi a venda dos ativos públicos. O país até então, vivia sob um paradigma estatal, no entanto foi adotada uma política liberal, visando a redução do papel do Estado na economia e a introdução de uma mentalidade empresarial nos serviços públicos, conforme é detalhado em OLIVEIRA (1997). No setor elétrico o programa nuclear existente era muito impopular e havia uma grande rivalidade entre o sindicato dos mineradores e o governo. Como os contratos com a *British Coal* eram onerosos, Thatcher acreditava que as privatizações diminuiriam a geração termelétrica a carvão reduzindo esta força sindical. Estas foram as principais razões para justificar a reestruturação do setor elétrico no Reino Unido.

Então, em 1990 as privatizações foram iniciadas pelas distribuidoras e em 1991 as centrais geradoras foram privatizadas. A CEGB foi dividida em quatro empresas, sendo uma de transmissão - *National Grid Company* (NGC), e três de geração, a *National Power* (NP), a *Power Gen* (PG) e a *Nuclear Electricity* (NE) que ficou com o conjunto de empresas nucleares. As doze empresas distribuidoras foram mantidas na sua forma anterior. Todas estas empresas foram privatizadas, exceto a nuclear.

A reforma inglesa rompeu paradigmas importantes. A geração, transmissão, distribuição e comercialização foram estruturadas como atividades econômicas independentes. O novo modelo era de um *pool* onde os consumidores livres, acima de 1 MW, poderiam negociar livremente seu suprimento. As distribuidoras poderiam escolher seus fornecedores, desde que adquirissem o seu montante de energia através do *pool*.

A Figura 5 mostra a estrutura de mercado adotada no Reino Unido após a sua reestruturação em 1990.

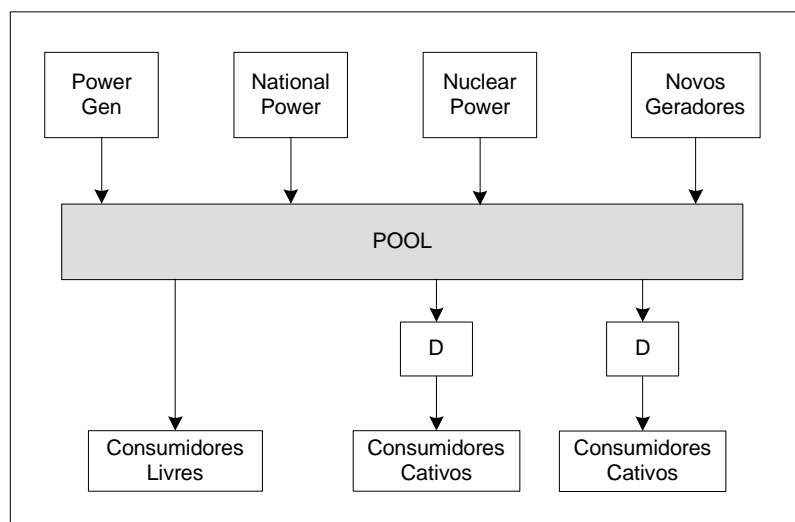


Figura 5. Modelo de Mercado do Reino Unido após a Reforma (Adaptado OLIVEIRA, 1997)

Um aspecto importante a ser destacado era a obrigatoriedade de adquirir a energia por meio do *pool*, não havendo um ambiente de contratos com preços livremente negociados. Os geradores declaravam suas disponibilidades de geração e os preços da energia, e os compradores a adquiriam a um preço previamente especificado.

O modelo adotado pelo Reino Unido não obteve bons resultados no aspecto econômico, embora em muitos aspectos técnicos os resultados tenham sido satisfatórios. A substituição das antigas plantas a carvão por novas usinas a gás muito mais eficientes é considerado como um aspecto positivo. No entanto, a metodologia de formação de preços adotada possibilitava o exercício do poder de mercado dos geradores. Estes manipulavam o preço declarando suas plantas indisponíveis para o despacho. Isto causava um aumento da probabilidade de perda de carga e conseqüentemente um aumento do preço *pool*. Pouco antes da demanda de pico, as unidades eram declaradas disponíveis e conseqüentemente despachadas a um preço elevado, conforme é observado em NASCIMENTO (1999). Este exercício do poder de mercado era causado pelo duopólio formado pela *National Power* e pela *Power Gen*.

Grande parte dos consumidores potencialmente livres permaneceram vinculados a sua distribuidora regional, comprovando que a competição de fato não foi estabelecida.

Então em 2001, foi instituído o “*New Electricity Trading Arrangements – NETA*”, uma nova estrutura baseada em contratos bilaterais entre os agentes. A experiência do Reino Unido mostra que somente através de uma estrutura regulatória eficiente é possível criar um cenário de competição que funcione. Qualquer falha que a regulamentação apresente pode trazer resultados críticos.

2.3.2 CHILE

O Chile é considerado pioneiro na introdução do conceito de competição no setor elétrico. A sua matriz energética é composta por 63% de geração hidrelétrica e 37% de origem termelétrica. A geração termelétrica é predominantemente suprida a carvão, aproximadamente 63%, ROSA et al. (1998). Entretanto, a reserva deste combustível no país é pequena e a previsão indica o seu esgotamento em um curto período. Desta forma, os chilenos estão sendo forçados a importar carvão da Colômbia e Venezuela. Este complemento termelétrico é muito importante para o sistema do país, pois longos períodos de seca são verificados em seu território, ROSA et al. (1998).

Existem quatro sistemas de transmissão, sem interligação entre si. O maior é o Sistema Interconectado Central (SIC), que atende a região com maior atividade econômica e mais povoada do país, cerca de 92% da população.

O modelo adotado no Chile antes da reforma era monopolista, sendo constituído até a década de 70 por empresas estatais.

Com o passar do tempo, as tarifas foram sendo comprimidas pelo governo como forma de controle de inflação. Esta política causou grandes prejuízos nas empresas estatais do setor. Como consequência houve uma queda de investimentos e consequentemente a diminuição da qualidade dos serviços. Alguma atitude era necessária para que o nível de qualidade de atendimento fosse restabelecido. O Estado vivia uma crise fiscal que reduzia bastante a sua capacidade de investimento. Prevalecia então um sistema caótico de preços no setor elétrico chileno.

Deste cenário nasceu o propósito da implementação de um mercado competitivo de eletricidade no segmento da geração, onde foram criadas condições para as privatizações, sem abandonar a noção de serviço público.

A *Endesa*, que enfatizava suas atividades na geração, foi dividida em doze empresas. A *Chilectra*, que trabalhava predominantemente com distribuição, foi dividida em três. Cada uma destas empresas foi privatizada separadamente para evitar a formação de monopólios. As ações foram vendidas de forma pulverizada.

Foi criada a Comissão Nacional de Energia (CNE) com a função de elaborar o planejamento indicativo do sistema e determinar o valor das tarifas exercidas na porção “cativa” do mercado. Também foi criado o Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEC), coordenado pela CNE, com a função de otimizar o despacho e viabilizar o livre acesso aos sistemas de transmissão. A reforma chilena introduziu a concorrência

coordenada na geração e um novo regime tarifário. Foram criadas duas áreas de atuação, um mercado para consumidores livres e outro, com preços regulados, para consumidores cativos.

As empresas geradoras podiam negociar livremente seus preços com consumidores acima de 2 MW (consumidores livres) ou vender a preços fixados semestralmente pela CNE, para o nó em que operava cada uma das empresas de distribuição, ROCHA (1999). Os pequenos consumidores permaneceram cativos e com tarifas reguladas. A Figura 6 ilustra o funcionamento do mercado de energia chileno após a reforma:

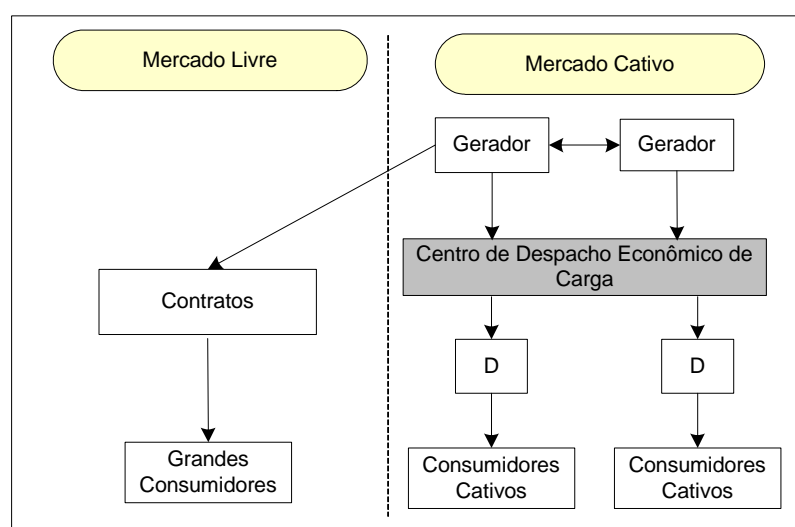


Figura 6. Modelo de Mercado do Chile após a Reforma (Adaptado de OLIVEIRA, 1997)

Alguns aspectos devem ser destacados no modelo de mercado do Chile apresentado na figura. Há fluxo de energia entre os geradores, com preços determinados pela CNE. O lado direito da figura representa a parte regulada do mercado e o lado esquerdo representa o mercado livre, com preços livremente negociados e livre acesso à transmissão. É neste mercado com preços livremente negociados que o agente comercializador irá atuar.

Com a reforma, houve uma melhora da opinião pública com relação aos serviços prestados. O mercado foi liberalizado, entretanto, o órgão regulador (CNE) ainda exerce grande influência no setor. Como dito anteriormente, é uma concorrência coordenada.

Trata-se de uma reforma bem sucedida que valorizou as ações das empresas elétricas do país. As tarifas foram reduzidas, através da eficiente gestão destas empresas que são constantemente pressionadas pelos seus acionistas na busca de bons resultados.

2.3.3 NORUEGA E NORD POOL

A matriz energética norueguesa pode ser considerada completamente hidráulica. Em função da natureza estocástica das afluições, há grandes oscilações no preço da energia. Especificamente neste país, a variação das chuvas é muito grande tornando a capacidade de produção bastante aleatória. Isto ocorre mesmo com a grande margem de reserva dos reservatórios e com a comercialização estabelecida com o *Nord Pool*, que apresenta um considerável potencial termelétrico na Suécia, ROSA et al. (1998).

Os municípios noruegueses têm tradição de independência política que, aliada à dispersão dos recursos hídricos justificada por questões geográficas, contribuíram para a fragmentação do setor elétrico norueguês. Toda esta fragmentação causava uma elevada dispersão nos preços.

Para eliminar esta elevada dispersão e obter maior eficiência econômica, confiabilidade e qualidade, os agentes do setor elétrico norueguês promoveram a sua reestruturação.

Em 1990 o governo federal iniciou o processo de fato, sem privatizações, e em 1991 promoveu, por meio do *Energy Act*, a desregulamentação do setor elétrico, NASCIMENTO (1999). O modelo adotado buscou introduzir a competição naqueles segmentos não considerados como monopólio natural e buscou um maior grau de regulação, onde a competição não era viável, ROCHA (1999).

A transmissão e distribuição continuaram sendo tratadas como monopólios naturais e o consumidor, independentemente de seu porte, foi liberado para escolher o seu fornecedor incentivando a competição na geração.

A experiência do *Pool Samkjoringen*, existente na Noruega desde 1971, foi importante para a rápida implementação das reformas. Este *pool* era utilizado para realizar o intercâmbio de sobras de energia de regiões com diferentes aproveitamentos hídricos.

O mercado de energia norueguês pós-reforma pode ser dividido em: mercado de curto prazo (*spot*), mercado de ajuste e mercado de futuros.

No mercado de curto prazo os agentes negociam livremente as quantidades e preços de compra e venda de energia. Estas combinações variam de acordo com períodos de carga definidos. Existe um preço de curto prazo (*spot*) fixado para todos os participantes do *pool*, que sinaliza à carga os períodos de escassez. A negociação no mercado de curto prazo é livre. A possibilidade de atuação entre o mercado de curto prazo e o mercado de suprimento pode ser aproveitada por empresas comercializadoras. Então surgiram os

traders e *brokers* que atuam neste nicho de mercado, oferecendo benefícios contratuais em troca de um percentual de remuneração.

O mercado de ajuste tem a função de garantir o equilíbrio técnico do sistema, balanceando oferta e demanda a cada quinze minutos. Os desvios físicos do despacho real são ajustados neste âmbito.

E finalmente o mercado de futuros, que foi criado para entrega física de energia, sendo modificado para um mercado de contratos financeiros, utilizados para mitigar riscos provenientes da volatilidade dos preços da energia elétrica. Este mercado de futuros foi expandido para os outros países Escandinavos, nascendo assim, em 1996, o *Nord Pool*.

Pode-se concluir que o modelo adotado na Noruega se mostrou eficiente, pois conseguiu reduzir preços e melhorar o desempenho do mercado.

Um fato importante é que a sinalização de preços alcança o consumidor final de maneira eficiente. Por exemplo, em um ano seco e de inverno rigoroso a capacidade dos reservatórios estaria reduzida e a demanda seria alta devido aos aquecedores residenciais. No entanto, no modelo adotado, os preços sobem, conseguindo aproveitar a elasticidade da demanda. A situação inversa também ocorre, em anos quentes e úmidos os preços caem consideravelmente.

Deve-se destacar que a reestruturação norueguesa foi mais radical que a do Reino Unido, pois abriu o mercado para todos os consumidores, independentemente de seu porte. Entretanto, não houve privatizações como ponto central da reforma. Uma regulação clara e consistente e uma sinalização eficiente de preço foram os aspectos responsáveis pelo bom resultado da reforma norueguesa.

2.3.4 ESTADOS UNIDOS - CASO DA CALIFÓRNIA

O parque gerador da Califórnia é predominantemente termelétrico, sendo gás e óleo os combustíveis mais utilizados. Entre os Estados dos EUA, este era o que apresentava um dos maiores índices tarifários. Os custos das concessionárias eram altos em função da inflação e do preço do gás, NASCIMENTO (1999). Havia sobre capacidade instalada devido ao programa de incentivo aos produtores independentes, ROSA et al. (1998).

Com o intuito de melhorar a situação do setor elétrico do Estado, em 1996 foi iniciada a sua reestruturação. Foram criados dois novos agentes setoriais, o operador independente do sistema (*Independent System Operator* - ISO), e uma bolsa de energia denominada (*Western Electric Power Exchange* – WEPEX).

O ISO foi criado para operar e gerenciar todos os ativos de transmissão das empresas atuantes na Califórnia, evitando que as empresas privadas proprietárias de linhas de transmissão utilizassem o poder de monopólio. A WEPEX tinha o papel de determinar o despacho econômico (despacho irrestrito) com base nos preços de oferta e demanda. O ISO utilizaria esta informação para determinar o despacho físico, considerando as restrições de transmissão. Pode-se comparar o ISO da Califórnia ao ONS no Brasil e a WEPEX com o Mercado Atacadista de Energia - MAE. Entretanto, o ONS tem maior autonomia quanto ao despacho da geração, sendo um representante mais fiel do conceito *tight pool*, ELLIS (2002).

Com a reforma, os preços cobrados pelos geradores foram liberados e sujeitos às flutuações do mercado, enquanto que os preços exercidos pelas distribuidoras em relação aos consumidores finais foram fixados. Estas passaram a adquirir todo o montante necessário para suprir a sua demanda no mercado de curto prazo. Desta forma, com uma tarifa fixa, os consumidores não “sentiam” a escassez de energia através da sinalização dos preços, diferentemente do caso da Noruega. Os geradores retiravam suas máquinas do sistema alegando a necessidade de realizar manutenções, assim como no caso do Reino Unido, forçando a subida do preço no curto prazo.

O modelo adotado, aliado às restrições ambientais, falta de uma política de incentivo à expansão da geração e ao fato do Estado ter vivido um grande crescimento econômico, que contribuiu para uma elevada taxa de crescimento de demanda energética, culminou na crise energética da Califórnia, ELLIS (2002).

Em síntese, pode-se dizer que, assim como no Reino Unido antes de 2001, o modelo californiano também apresentou incoerências regulatórias que possibilitaram aos agentes geradores a manipulação do mercado e a conseqüente elevação artificial do preço de curto prazo.

2.4 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Em 1995 com a promulgação da Lei das Concessões o setor elétrico brasileiro também iniciou o seu processo de reestruturação, EDSON SILVA (2001). No entanto, uma nova tentativa de se estabelecer um marco regulatório está sendo realizada.

Para tanto, o Ministério de Minas e Energia publicou em julho de 2003 a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”. Representantes de diversas frentes opinaram sobre o documento e apresentaram suas opiniões em relação à proposta apresentada. Algumas

sugestões foram incorporadas e em dezembro de 2003 foi publicado o “Modelo Institucional do Setor Elétrico”. Em março de 2004 foi editada a Lei 10.848, que define as principais diretrizes do modelo e em julho de 2004 foi publicado o decreto 5163, que regulamenta a lei.

O modelo tem características centralizadoras, e a essência liberal do modelo do governo anterior é substituída por uma estrutura mais rígida. As suas características gerais serão comentadas aqui. Serão constituídos dois ambientes de contratação, conforme é apresentado na figura 7:

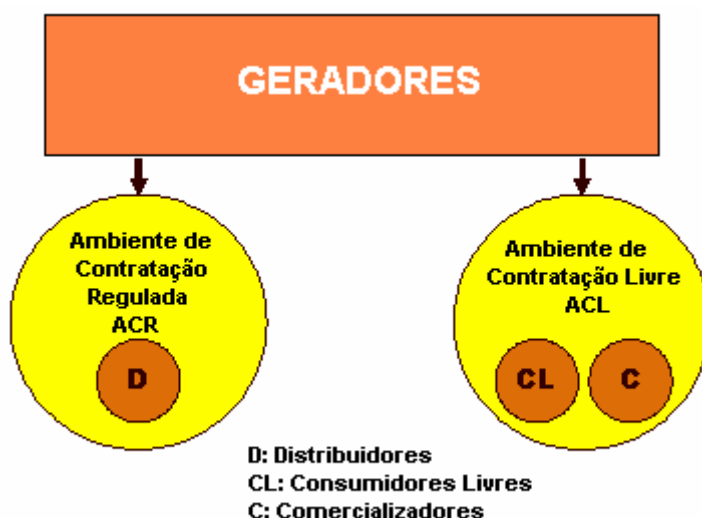


Figura 7. Visão Geral do Modelo – (Adaptado de MME, 2003)

O Ambiente de Contratação Regulada – ACR, irá trabalhar com contratos regulados para o atendimento dos consumidores cativos das distribuidoras.

O Ambiente de Contratação Livre – ACL, será um ambiente de livre negociação entre consumidores livres e comercializadores.

Cabe ressaltar que os geradores sob controle estatal obrigatoriamente deverão vender sua energia por meio de um processo aberto (leilão, chamada pública, oferta pública).

A geração será caracterizada como um segmento competitivo onde todos os geradores poderão participar dos dois ambientes.

2.4.1 Novos Agentes Institucionais e Respectivas Funções

Serão criados dois novos agentes institucionais, a EPE e a CCEE e deve se constituído um novo comitê no Ministério de Minas e Energia, o CMSE. Suas áreas de atuação são descritas a seguir:

2.4.2 Empresa de Planejamento Energético – EPE

O planejamento volta a ser de responsabilidade do Estado, sendo constituída a Empresa de Planejamento Energético, que irá desenvolver os estudos necessários para que o Ministério de Minas e Energia possa exercer plenamente sua função de executor do planejamento energético.

Os estudos relativos ao PELP – Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico e ao PDE – Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos serão coordenados pela EPE.

Dentre outras atribuições, a EPE realizará os estudos para definição da matriz energética, indicando estratégias a serem seguidas dentro de uma perspectiva de longo prazo. Os estudos de planejamento da expansão da geração e da transmissão também serão sua responsabilidade, assim como a obtenção da licença prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

2.4.3 Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica irá administrar a contratação de compra e venda de energia das distribuidoras, no âmbito do ACR realizando leilões de compra de energia para os distribuidores. A CCEE irá exercer o atual papel do MAE de contabilização e liquidação, tanto no ACR como no ACL.

2.4.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico irá analisar a continuidade e a qualidade do atendimento num horizonte de cinco anos. O não cumprimento do cronograma de obras, condições hidrológicas adversas ou aumento imprevisto do consumo deverão ser detectados pelo CMSE. Este deverá propor medidas preventivas de mínimo custo para que as condições adequadas de atendimento possam ser restabelecidas.

O MME irá coordenar o CMSE que terá a participação da EPE, CCEE, ONS e ANEEL.

2.4.5 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

Como dito anteriormente, o planejamento da expansão do setor elétrico será de responsabilidade da EPE e o monitoramento, de responsabilidade do CMSE. Este procedimento, de forma sucinta, pode ser entendido conforme apresentado a seguir.

De acordo com as diretrizes do CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, o Ministério de Minas e Energia - MME formulará e implementará as políticas setoriais. A EPE irá executar a elaboração do planejamento propriamente dito. Este será realizado em dois planos, que cobrirão horizontes de tempo diferentes, sendo ambos submetidos à contestação pública.

O primeiro é o Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP – que cobrirá um horizonte de planejamento não inferior a 20 anos, sendo atualizado a cada quatro. O PELP estabelece a necessidade de novas fontes de geração, os grandes troncos de transmissão e acompanha a necessidade de desenvolvimento tecnológico e industrial do país.

O segundo é o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE – que cobrirá um horizonte de planejamento não inferior a 10 anos, sendo atualizado anualmente. O objetivo do PDE é apresentar, com base no PELP, um ordenamento temporal dos projetos de geração e transmissão. O PDE consolidará a projeção do mercado regulado e livre e definirá a estratégia para a expansão.

Tendo como referência o PDE, será elaborado o Plano Determinativo da Expansão da Transmissão – PDET, levando em conta a contribuição do ONS. Após aprovação do MME, os projetos serão encaminhados à ANEEL para licitação.

Haverá um monitoramento cobrindo um horizonte de cinco anos, com ciclo permanente de atividades. Nesta etapa serão definidos os ajustes eventualmente necessários no programa de expansão. Ou seja, o monitoramento do sistema tem como objetivo possibilitar o encaminhamento, em tempo hábil, de ações corretivas para garantir a suficiência da oferta de energia. Esta responsabilidade é do CMSE, que será coordenado diretamente pelo MME.

A contestação pública do planejamento será realizada em duas etapas. A contestação técnica, durante a elaboração dos planos, e a contestação por preço, durante a implementação do PDE.

2.4.6 Contratação no ACR

Estão previstos três tipos de contratação no ACR: contratação de geração nova, contratação de geração existente e contratação de ajuste.

Para atender a expansão da carga, será realizada a contratação de geração nova com três e cinco anos de antecedência, com contratos de 15 a 35 anos. Já a contratação de geração existente, com prazo de suprimento de 3 a 15 anos, atenderá a carga existente das concessionárias e também será feita por meio de licitação. Nas licitações para a contratação de ajuste, os contratos terão prazo de suprimento máximo de 2 anos. Está previsto um incentivo para que as contratações sejam realizadas com cinco anos de antecedência.

No período de transição, a geração existente poderá ser contratada com antecedência de até 5 anos.

2.5 CONCLUSÕES

Em síntese, pode-se dizer que um modelo de mercado com incentivo à competição no setor produtivo, pode funcionar bem, atraindo capital privado para os investimentos necessários. Para isso, é necessário um arcabouço regulatório consistente que trate as especificidades da matriz energética do país, pois esta influencia diretamente a volatilidade dos preços.

Devem ser coibidas práticas monopolistas e de poder de mercado, já que o sistema elétrico naturalmente propicia tais comportamentos em função de sua configuração.

A partir do momento que a escolha de fornecedor é permitida e os consumidores tornam-se potencialmente livres, o papel da comercialização da energia torna-se importante e os agentes comercializadores podem atuar. Uma forma de atrair tais consumidores potencialmente livres se baseia nos contratos com algum grau de liberdade para as partes que foram adaptados do mercado financeiro. Estes tipos de contratos serão apresentados no próximo capítulo.

CAPÍTULO III

INSTRUMENTOS DERIVATIVOS

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os tipos de contratos financeiros que foram adaptados ao setor elétrico estruturado sobre a ótica de mercado competitivo. Esses contratos, conhecidos como derivativos são classificados em dois grupos, os contratos futuros e os contratos de opção.

Existe uma diferença entre o uso de futuros e o uso de opções para *hedging*. Os contratos futuros são designados para neutralizar o risco, fixando o preço que o *hedger* irá pagar ou receber pelo montante contratado. Já os contratos de opção, além de fornecerem uma segurança para que os investidores se protejam de oscilações adversas de preços no futuro, permitem que eles obtenham lucro de oscilações favoráveis de preços. No entanto, os contratos de opção envolvem o pagamento de um encargo antecipado.

Tanto em uma como em outra situação é imprescindível que haja um mercado de curto prazo funcionando com liquidez para que um mercado derivativo de energia elétrica possa operar, pois sem esta sinalização de preços, esta prática se torna inviável.

No caso do setor elétrico o mercado de curto prazo, ou mercado *spot* como é conhecido, funciona como uma Câmara de Compensação onde as diferenças entre o fluxo físico e o fluxo financeiro de energia são contabilizadas e liquidadas. Em um sistema de mercado com liquidez toda a energia elétrica faltante ou excedente dos contratos bilaterais é, respectivamente, comprada e vendida no mercado de curto prazo, a um preço único que depende da oferta de geração e da demanda. O preço de curto prazo, ou preço *spot* é calculado no Brasil por meio de modelos matemáticos que definem o Custo Marginal de Operação, ou seja, o custo de produzir uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado. A questão do congestionamento nos sistemas de transmissão, que cria os submercados com preços de curto prazo diferentes será abordada no Capítulo 5.

O Mercado *Spot* registra as negociações realizadas por meio dos contratos *spot* que tem como característica principal a entrega imediata e incondicional do ativo. O preço de curto prazo será a referência para análise do retorno esperado para todos os outros tipos de

contratos, pois este fornece o valor “à vista” do ativo negociado. Ou seja, o valor a ser pago por estes contratos derivam do valor de referência no curto prazo.

3.2 CONTRATOS DERIVATIVOS

Os contratos derivativos podem ser definidos como instrumentos financeiros cujo valor depende dos valores de outras variáveis básicas que o referenciam. Estes instrumentos são difundidos na área financeira e sua aplicação no setor elétrico para mitigação de riscos é importante. A seguir, são apresentados em detalhes os contratos derivativos mais representativos (futuros e opções), bem como outros contratos que podem ser considerados extensões destes.

3.3 CONTRATO FORWARD OU A TERMO

O contrato *forward*, ou a termo é o derivativo mais simples sendo definido como um acordo de compra ou venda de um ativo em determinada data futura, por preço especificado. O preço especificado num contrato a termo é denominado **preço de entrega**. Estes contratos não são negociados em bolsas, são acordos particulares entre instituições financeiras conhecidos como contratos de balcão. Um contrato a termo é liquidado na data de vencimento através da entrega do ativo em troca de um valor em dinheiro igual ao preço de entrega.

O retorno de um contrato *forward* varia de acordo com a diferença entre o preço de entrega e o preço à vista do ativo na data do vencimento, AZEVEDO e VALE (2003).

3.4 CONTRATOS FUTUROS

Os contratos futuros são uma evolução natural dos contratos a termo. A diferença principal é que são negociados em bolsas de valores e têm uma padronização em termos de quantidade, qualidade (especificações da *commodity*), data de vencimento e local de entrega. Os agentes do mercado perceberam que a padronização ajudaria no surgimento de um mercado secundário de contratos.

Num contrato futuro de qualquer *commodity*, o preço acordado pelas partes é denominado **preço futuro**. Existe ajuste diário no preço futuro e este não é simplesmente um acordo entre corretor e cliente. Quando há uma variação, esta deve ser paga à bolsa,

que transfere o dinheiro à contraparte. Existem limites diários para variação do preço futuro, a fim de prevenir excesso de especulação.

A bolsa exige depósitos de margens de garantia, para que o mercado tenha liquidez e as inadimplências sejam minimizadas. Portanto, os contratos futuros possuem risco de crédito menor que os contratos a termo. Ao firmar um contrato futuro, as partes depositam estas margens de garantia numa *margin account* (conta para depósitos de margem). Ao final de cada dia de negociação, a conta de margem é ajustada para refletir as perdas ou ganhos do investidor. Uma analogia possível seria a do encerramento do contrato e um relançamento por um novo preço no dia seguinte.

Existe uma margem de manutenção, pouco menor que a inicial, que garante que o saldo da *margin account* nunca se torne negativo. Sempre que o saldo for inferior à margem de manutenção, o investidor recebe uma chamada de margem para nivelá-lo novamente.

O objetivo de um *hedge* é reduzir o risco de variação no preço de sua mercadoria. Existem estratégias de *hedge* de compra e de venda.

Se o cliente assume uma posição de venda na bolsa e o preço futuro cai, a sua mercadoria perde valor no mercado à vista. Entretanto, o cliente irá ganhar no mercado futuro a diferença entre o preço vendido no contrato e o preço que caiu, sendo a perda à vista compensada. Se o preço sobe, a mercadoria se valoriza no mercado à vista, mas o cliente perde na bolsa a diferença entre o preço de entrada e o preço final.

Numa posição de compra, se o preço futuro sobe, o cliente ganha na bolsa, mas a mercadoria fica mais cara no mercado à vista. Se cair, ele pagará mais barato no mercado, mas perderá a diferença na bolsa.

HULL (1998) afirma que ao se aproximar o mês de vencimento do contrato futuro, o preço futuro converge para o preço à vista do objeto de negociação.

Deve-se destacar que estas operações não visam à negociação do ativo propriamente dito, visto que, raramente um contrato futuro é liquidado pela entrega física de energia elétrica no vencimento; mas sim pelo encerramento de sua posição. Este encerramento é realizado por um contrato oposto ao original com mesma data de vencimento.

Um exemplo do funcionamento do **mercado futuro de energia elétrica** em Nova Iorque é apresentado em SOUZA (1999). Este foi implementado na New York Mercantile Exchange (NYMEX) em março de 1996. Os contratos futuros de eletricidade são negociados através de leilão aberto na *Exchange's NYMEX Division*. A Austrália e a Nova Zelândia também operam com contratos futuros de energia elétrica.

3.5 CONTRATOS DE OPÇÃO

No presente trabalho os contratos de opção são abordados com grande ênfase, assim como as estratégias e possibilidades de negociação que estes proporcionam. Este tipo de contrato normalmente é negociado numa bolsa de valores, no entanto, é possível realizar contratos de opção entre partes interessadas sem este intermédio.

Um contrato de opção pode ser de compra, também conhecido como *call*, ou de venda, também conhecido como *put*. Considerando:

S_T preço de curto prazo (*spot*);

P_E preço de exercício.

Existem quatro possibilidades de negociação:

- Compra de *call*;
- Venda de *Call*;
- Compra de *put*;
- Venda de *put*.

O vendedor de um contrato de opção é denominado **lançador** e o comprador é denominado **titular**. Na opção de compra (*call*) o titular tem o direito, mas não a obrigação de comprar um ativo em certa data por determinado preço. De forma análoga, na opção de venda (*put*) o titular tem o direito, mas não a obrigação de vender um ativo em certa data por determinado preço. O privilégio desta escolha é concedido através do pagamento de um **prêmio** antecipado, que deve remunerar a exposição do lançador ao risco de variação no preço do ativo. O parâmetro que referencia o exercício deste direito é conhecido como **preço de exercício** P_E .

A Figura 8 ilustra o comportamento esperado de um titular tanto de uma *call* como de uma *put*:

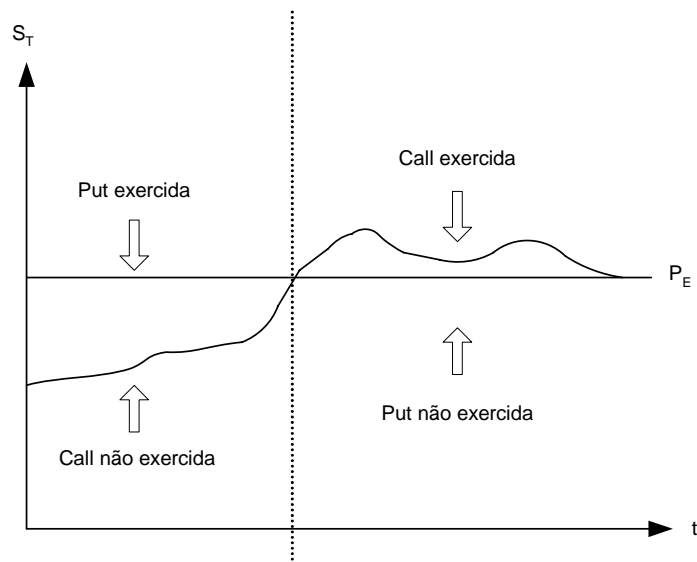


Figura 8. Exercício de *Call* e *Put* por um Titular (Comprador)

No caso da *call*, o titular irá exercer o seu direito de compra se o preço de curto prazo do ativo negociado estiver acima do preço de exercício P_E . O titular de uma *put*, por sua vez, irá exercê-la quando o preço de curto prazo estiver abaixo do preço de exercício. O retorno esperado para este tipo de operações pode ser quantificado, conforme é descrito a seguir:

3.5.1 Retorno Esperado em Transações com *Call*

Como já colocado, a *call* será exercida quando o preço de curto prazo estiver acima do preço de exercício $S_T > P_E$. O titular da *call* receberá a diferença $(S_T - P_E)$, pois pode comprar o ativo ao preço de exercício e vender ao preço de curto prazo. A análise gráfica apresentada na Figura 9 mostra que, quando o preço de curto prazo ultrapassa o preço de exercício o titular da *call* estará obtendo lucro de acordo com o valor do prêmio.

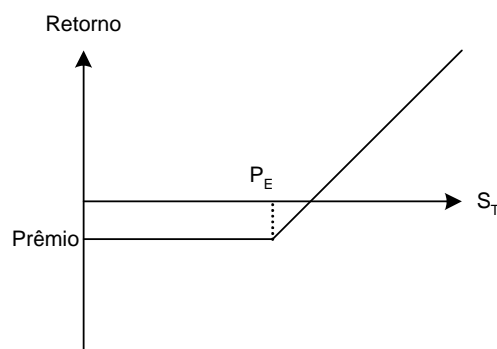


Figura 9. Retorno de Compra de *Call* (HULL, 1996)

Então, para o titular de uma *call* o retorno, sem considerar seu custo inicial, é dado por:

$$r_{\text{compra_call}} = \text{Max}(0, S_T - P_E) \quad (1)$$

Já o lançador de uma *call* deixará de embolsar a quantia referente a diferença entre o preço de curto prazo e o preço de exercício ($S_T - P_E$) sempre que esta for exercida. Esta perda poderá ser compensada de acordo com o valor do prêmio pago antecipadamente ao lançador. Em determinados cenários é possível que o preço de curto prazo não ultrapasse o preço de exercício durante a vigência do contrato de opção, então esta não é exercida em nenhum momento e o lançador obtém como lucro o valor do prêmio. Graficamente isto pode ser representado conforme a Figura 10:

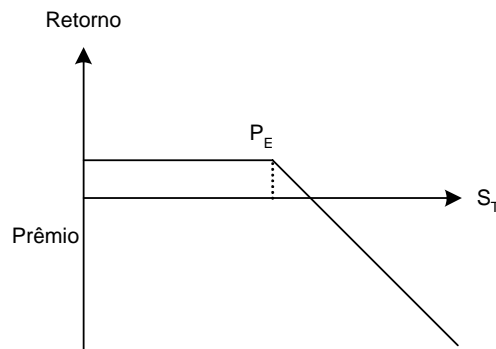


Figura 10. Retorno de venda de *Call* (HULL, 1996)

O retorno da venda de uma *call* sem o custo inicial é dado por:

$$r_{\text{venda_call}} = \text{Min}(P_E - S_T, 0) \quad (2)$$

3.5.2 Retorno Esperado em Transações com Put

Uma *put* será exercida quando o preço de curto prazo estiver abaixo do preço de exercício $S_T < P_E$. Neste caso o titular irá exercer sua opção de venda ao preço de exercício e tem como retorno a diferença $(P_E - S_T)$. Isto pode ser representado conforme a Figura 11:

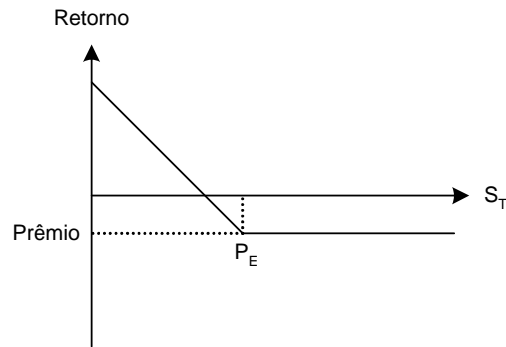


Figura 11. Retorno de compra de *Put* (HULL, 1996)

O retorno da compra de *put* sem o custo inicial é dado por:

$$r_{\text{compra}_{\text{put}}} = \text{Max}(0, P_E - S_T) \quad (3)$$

Para o lançador da *put*, é interessante que esta não seja exercida, ou seja, que o preço de curto prazo permaneça acima do preço de exercício (região de retornos positivos na Figura 12). Caso exercida a opção, o lançador deverá desembolsar a quantia $(P_E - S_T)$. Graficamente este procedimento pode ser representado pela Figura 12:

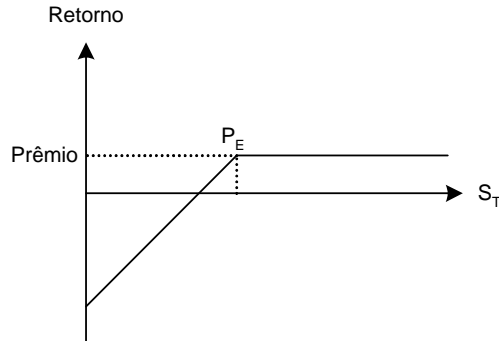


Figura 12. Retorno da venda de *Put* (HULL, 1996)

Então o retorno da venda de *put* pode ser determinado por:

$$r_{\text{venda}_{\text{put}}} = \text{Min}(S_T - P_E, 0) \quad (4)$$

Um contrato de opção é válido por determinado período e expira na sua **data de vencimento**. Quanto a isso, deve-se comentar a existência mais difundida de duas modalidades de contratos de opção. As opções **Americanas**, que podem ser exercidas a qualquer tempo até a data de vencimento, e as opções **Européias**, que podem ser exercidas

somente na data de vencimento. Na bolsa, a maioria das opções é americana, mas as europeias são de análise mais simples. Por propiciar ao titular o privilégio do exercício de sua opção a qualquer tempo até a data de vencimento, a opção americana é mais cara que a europeia.

De forma geral, esta é a descrição do desempenho de um contrato de opção. No entanto, os parâmetros como preço de exercício, taxa de juros e tempo de vencimento do contrato exercem determinada influência no preço final da opção. Técnicas de precificação são desenvolvidas para quantificar da melhor maneira possível tais variáveis. A base da teoria da precificação de opções utilizada em mercados financeiros foi desenvolvida por Black e Scholes no início da década de 1970, HULL (1996).

3.5.3 O Modelo de Precificação de Opções de Black e Scholes

Um aspecto de fundamental importância na comercialização de opções é a determinação do prêmio que remunere de maneira adequada à exposição do lançador ao risco de variação de preço. A metodologia de precificação utilizada tradicionalmente em mercados financeiros é baseada no modelo de *Black Scholes*.

Estes autores desenvolveram um modelo que parte da premissa de que os preços seguem um processo aleatório denominado Movimento Browniano ou Processo de Wiener, que é um tipo específico de Processo Estocástico de Markov, HULL (1998). Outras premissas são utilizadas no desenvolvimento desta metodologia, tais como o modelo lognormal do comportamento dos preços.

A expressão analítica resultante da resolução da equação diferencial desenvolvida para a avaliação das opções de compra é a seguinte:

$$C = S_T \cdot N(d_1) - P_E \cdot e^{-rT} \cdot N(d_2) \quad (5)$$

E de venda:

$$P = P_E \cdot e^{-rT} \cdot N(-d_2) - S_T \cdot N(-d_1) \quad (6)$$

Sendo:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_T}{P_E}\right) + \left(R_f + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sqrt{\sigma^2 t}} \quad (7)$$

$$d_2 = d_1 - \sqrt{\sigma^2 t} \quad (8)$$

Onde:

C	valor da opção de compra;
P	valor da opção de venda;
σ^2	variância anual do preço de curto prazo;
N(d)	probabilidade da distribuição normal padrão ser inferior a d ;
P_E	preço de exercício;
R_f	taxa de juro livre de risco;
S_T	preço de curto prazo;
t	tempo até a data de vencimento;

Destacam-se os termos $N(d_1)$ e $N(d_2)$ que refletem o nível de risco, distribuição ou variação de preço do ativo.

A variância também reflete esta incerteza quanto às oscilações futuras de preço e é o único dado que não pode ser disponibilizado de forma direta. São utilizados dados históricos para determinar tal parâmetro.

Esta é uma metodologia consagrada para mercados financeiros, no entanto, PILIPOVIC (1997), destaca que a sua aplicação no setor elétrico deve ser precedida de alguns cuidados e que suas limitações devem ser compreendidas pelos *traders*.

No caso brasileiro os cuidados devem ser ainda maiores em função do comportamento do preço, sendo que a maioria dos autores não recomenda tal modelo.

GRANVILLE *et al.* (2003), por exemplo, defendem a idéia de que tal metodologia não é adequada para ativos de energia elétrica. A razão é que os preços de curto prazo neste mercado apresentam uma série de características, tais como maior frequência de movimentos extremos, alta assimetria na distribuição, reversão à média, que fazem com que modelagens do tipo Movimento Browniano não sejam adequadas. Estes autores sugerem uma metodologia de precificação de opções, que seja baseada na representação dos preços por uma Cadeia de Markov, sendo este um processo estocástico mais genérico que o Movimento Browniano. Uma árvore binomial é construída baseada nos cenários de preço de curto prazo simulando o comportamento do preço futuro em etapas intermediárias entre o início e o vencimento da opção.

Outra premissa de Black e Scholes que gera discussão é possibilidade da construção de um portfólio livre de risco através do estoque de tal *commodity*. Considerando a energia elétrica como não estocável este problema poderia ser contornado através de contratos futuros.

A questão de precificação de opções quando o ativo envolvido não é de natureza puramente financeira (um título ou uma ação) e sim uma *commodity* ou um projeto, é bastante discutida. No caso do Setor Elétrico Brasileiro, este tipo de análise tende a se consolidar com a implantação e o amadurecimento de um mercado de derivativos.

3.5.4 Estratégias com Opções

Depois de compreender o modelo de rendimento de uma opção, é possível expandir sua aplicação e formar estratégias para aproveitar determinados cenários esperados de preço compondo uma carteira com mais de um contrato. Estas estratégias são conhecidas no mercado financeiro como *spreads*. Uma estratégia de *spread* envolve tomar uma posição em duas ou mais opções do mesmo tipo (*call* ou *put*), HULL (1996) e HULL (1998). Este tipo de operação pode ser adaptado ao setor elétrico. Por exemplo, um comercializador pode prever um cenário de preço alto no curto prazo, para aproveitá-lo a seguinte estratégia poderia ser composta:

3.5.5 Spreads de Alta

A composição do *spread* de alta é realizada por meio da compra de uma *call* com determinado preço de exercício e da venda de uma *call* com preço de exercício mais alto e com mesma data de vencimento. Então:

X_1	preço de exercício da call comprada;
X_2	preço de exercício da call vendida;
S_T	preço de curto prazo.

A análise do comportamento desta estratégia é mais facilmente visualizada através da Figura 13:

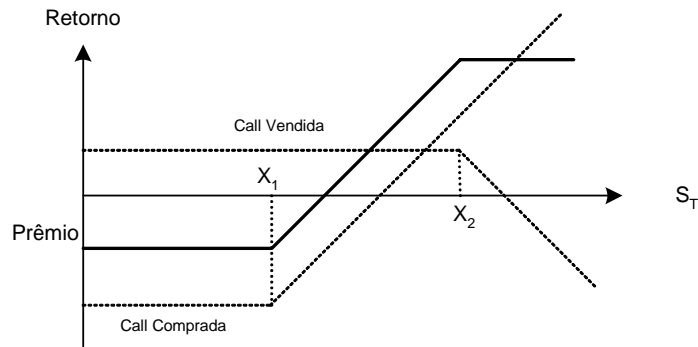


Figura 13. Retorno do *Spread* de Alta HULL (1998)

- Na primeira etapa se o preço de curto prazo do ativo for menor que os dois preços de exercício, $S_T \leq X_1 < X_2$, nenhuma *call* é exercida e o retorno do investimento é nulo;
- Se o preço de curto prazo estiver entre os preços de exercício, $X_1 < S_T < X_2$, somente a primeira opção é exercida e o retorno do investimento é dado por $(S_T - X_1)$;
- Se o preço de curto prazo for maior ou igual ao preço de exercício da segunda opção, $S_T \geq X_2$, as duas opções estarão sendo exercidas e o retorno total do investimento é dado por $(X_2 - X_1)$.

É importante destacar que pelo princípio da racionalidade dos agentes o preço de uma opção de compra sempre cai à medida que aumenta o preço de exercício, logo a *call* vendida com preço de exercício X_2 terá um valor menor que a *call* comprada com preço de exercício X_1 . Isso mostra que há um custo inicial para a implementação desta estratégia que é determinado pela diferença de valor entre as opções.

No caso de um comercializador de energia elétrica estes contratos poderiam ser firmados com consumidores diferentes, na busca de maximizar o lucro dado um cenário esperado de altos preços no curto prazo.

3.5.6 *Spreads de Baixa*

Esta estratégia é composta para um cenário esperado de preços baixos. Como no caso anterior, uma *call* é comprada e outra vendida. Porém, o preço de exercício da *call* comprada deve ser maior que o da opção vendida. Então:

X_1 preço de exercício da *call* vendida;
 X_2 preço de exercício da *call* comprada;
 S_T preço de curto prazo.

Novamente uma análise gráfica será realizada através da Figura 14:

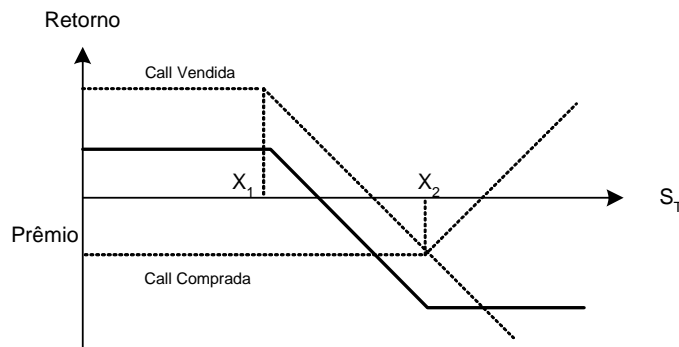


Figura 14. Retorno do *Spread* de Baixa HULL (1998)

Da Figura 14 podem ser abstraídas as seguintes análises:

- Se o preço de curto prazo estiver abaixo de X_1 nenhuma das opções é exercida, no entanto, como dito anteriormente, o preço de uma *call* sempre cai à medida que aumenta o preço de exercício, portanto, haverá um retorno inicial proporcional a diferença de preços entre as opções já que o valor da opção vendida será maior que o da opção comprada;
- Caso o preço de curto prazo esteja entre os preços de exercício $X_1 < S_T < X_2$, o retorno desta estratégia será negativo pois somente a opção vendida será exercida e o titular deverá desembolsar a diferença entre o valor de curto prazo e o preço de exercício $-(S_T - X_1)$;
- Se o preço de curto prazo estiver acima de X_2 , as duas opções estarão sendo exercidas. Pelo exercício da *call* vendida o desembolso será de $-(S_T - X_1)$ e pela opção comprada será de $(S_T - X_2)$. Somando as duas parcelas obtém-se o retorno total da estratégia para esta situação que é dado por $-(X_2 - X_1)$.

Como visto através desta análise, esta estratégia proporciona uma margem de lucro positiva para baixos preços de curto prazo. Os *spreads* de alta e de baixa limitam o potencial de lucro, mas diminuem o risco do investidor para os respectivos cenários de preço.

3.5.7 Spread Borboleta

Um *spread* borboleta é utilizado quando o investidor não acredita na existência de grandes oscilações no preço do ativo. Sua composição é dada através da compra de uma *call* com preço de exercício relativamente baixo, da compra de outra *call* com preço de exercício relativamente alto, e da venda de duas *call* com preço de exercício que seja um meio termo entre as anteriores. Este meio termo deve ter um valor próximo ao que o investidor espera que o ativo se mantenha. Então:

- X_1 preço de exercício da *call* comprada (preço de exercício baixo);
- X_2 preço de exercício das duas *call* vendidas (preço de exercício intermediário);
- X_3 preço de exercício da *call* comprada (preço de exercício alto);
- S_T preço de curto prazo.

Deve-se obter:

$$X_2 = 0.5 \cdot (X_1 + X_3) \quad (9)$$

Através da Figura 15 pode-se entender este comportamento:

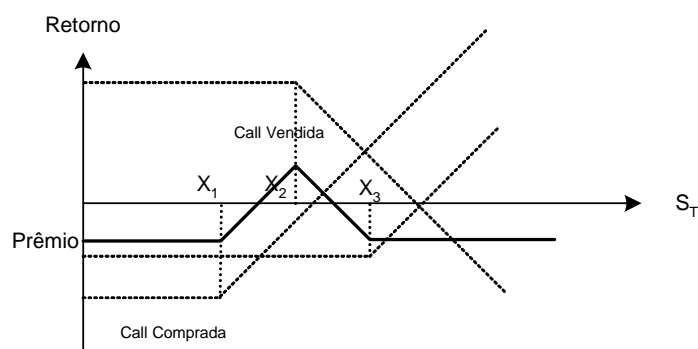


Figura 15. Retorno do *Spread* Borboleta HULL (1998)

Então:

- Se o preço de curto prazo estiver abaixo de X_1 nenhuma das opções é exercida e somente o custo da estratégia é verificado. Este custo é determinado por:

$$\text{custo_estrategia} = \text{premio1} + \text{premio3} - 2 \cdot (\text{premio2}) \quad (10)$$

- Se o preço de curto prazo estiver entre X_1 e X_2 a primeira opção comprada é exercida e o retorno do investimento é dado por $(S_T - X_1)$;
- Se o preço de curto prazo estiver entre X_2 e X_3 as duas opções vendidas também passam a ser exercidas e o retorno total é dado por $(X_3 - S_T)$;
- Caso o preço de curto prazo ultrapasse X_3 as quatro opções são exercidas e como $X_2 = 0.5 \cdot (X_1 + X_3)$, o retorno é nulo.

Através desta análise e da figura anterior é possível perceber que esta estratégia é vantajosa para um investidor que acredita num preço de baixa volatilidade. Estas são algumas das possibilidades de negociação que os contratos de opção proporcionam. A sua aplicação no setor elétrico é muito interessante, tanto que países que compõem o Reino Unido utilizam adaptações de opções conhecidas como Contratos por Diferença em grande parte das negociações.

3.6 CONTRATOS POR DIFERENÇA

Os contratos por diferença são muito utilizados em modelos de mercado *pool*, onde o despacho é centralizado realizado por ordem de mérito, buscando obter o mínimo custo de operação. De acordo com RAMOS (2002), no Reino Unido, estes correspondem à cerca de 70% dos contratos negociados.

O contrato por diferença pode ser estruturado como uma opção de compra simples ou uma dupla opção, com preço de exercício especificado.

As duas situações são apresentadas em OLIVEIRA (1997). Se o preço de curto prazo ultrapassar o preço de exercício apenas o gerador tem o compromisso de devolver ao distribuidor, ou grande consumidor, esta diferença $(S_{T1} - P_E)$. Este mecanismo é explicitado na Figura 16:

Onde:

S_{T1}	preço 1 de curto prazo;
S_{T2}	preço 2 de curto prazo;
P_E	preço de exercício.

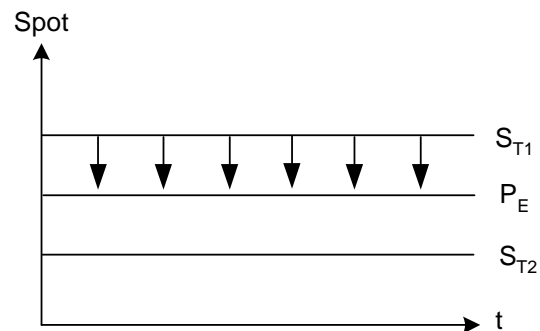


Figura 16. Contrato por Diferença Modelado como Opção Simples (OLIVEIRA 1997)

No segundo caso (opção dupla), o gerador se compromete a reembolsar a diferença $(S_{T1} - P_E)$ caso o preço de curto prazo ultrapasse o preço de exercício, entretanto o distribuidor ou grande consumidor também se compromete a ressarcir a diferença $(P_E - S_{T2})$ ao gerador, se o preço de curto prazo estiver abaixo do preço de exercício. Este mecanismo é explicitado na Figura 17:

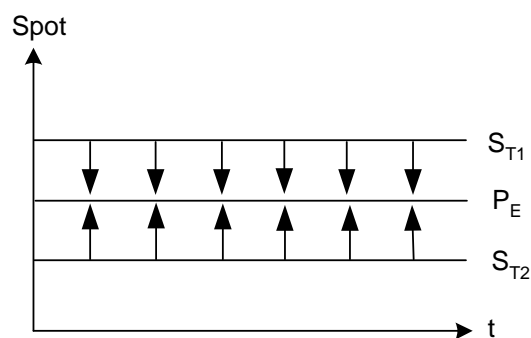


Figura 17. Contrato por Diferença Modelado como Dupla Opção (OLIVEIRA 1997)

3.7 CONTRATO SWAP

Um contrato swap é um acordo privado entre duas empresas para trocas de fluxos de caixa numa data futura SOUZA (1999). Em um *swap* de taxa de juro, por exemplo, a parte *B* concorda em pagar à parte *A* fluxos de caixa indexados a juros prefixados durante um período de tempo. A parte *A* concorda em pagar à *B* uma taxa flutuante de juros sobre o mesmo valor no mesmo período.

No caso do setor elétrico pode-se citar o exemplo de um comprador que possui um contrato corrigido pelo IGP-M e deseja alterar este índice para correção pelo dólar. Neste caso o agente fará um *swap* de IGP-M x Dólar.

Existe o *swap* de submercado onde o agente que possui produção e geração em submercados diferentes opta por trocar a sua exposição em um submercado pela exposição em outro. Ou seja, um comercializador assume o risco desta exposição em troca da adição de um percentual ao preço do submercado de origem.

Existem inúmeras variações deste tipo de contrato. Um *swap* também pode ser utilizado entre preço fixo e preço flutuante de energia elétrica. Desta maneira, um agente *A* que tenha um contrato com preço flutuante pode encontrar um agente *B* com maior propensão ao risco, que esteja disposto a assumir esta flutuação em troca de um pagamento fixo. Esta é uma operação puramente financeira entre as partes. Como resultado desta, *A* se vê livre do risco ao assumir um pagamento fixo à *B*, que por sua vez, assume a flutuação do preço em troca de uma remuneração direta de determinado percentual em dinheiro.

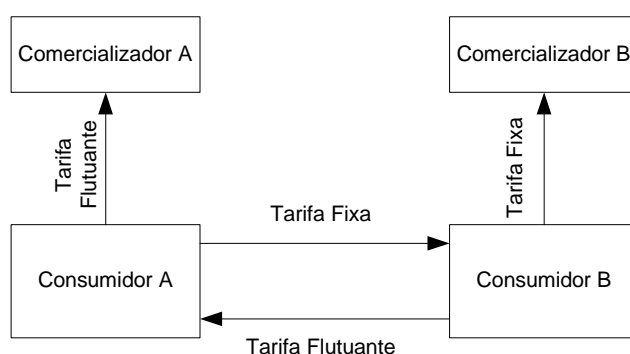


Figura 18. Fluxos Financeiros em um Contrato *Swap* de Tarifa de Energia (Adaptado de MONGUELLI 2002)

Para que um *swap* ocorra é necessário que as partes apresentem propensões diferentes ao risco.

3.8 CONTRATO COLLAR

Existem alguns exemplos de contratos de opção denominados exóticos, que são instrumentos especiais de gestão de riscos que procuram atender de forma mais eficiente e atrativa às necessidades dos agentes. Em mercados de eletricidade mais evoluídos estes contratos são bastante utilizados e no Brasil já são oferecidos por algumas comercializadoras.

Nesta modalidade de contrato, *Collar*, o comprador procura reduzir a margem de flutuação do preço de curto prazo. Este aceita pagar o preço de curto prazo acrescido de um percentual, desde que sejam estabelecidos um *cap* e um *floor* que reduza esta volatilidade, conforme é apresentado na Figura 19:

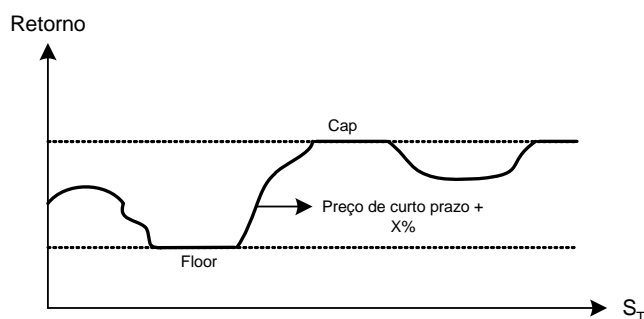


Figura 19. Desempenho de Contrato Tipo *Collar*

Este seria o desempenho de um contrato *collar*. O percentual acrescido ao preço de curto prazo, o *cap* e *floor* de preço são negociados de acordo com os interesses das partes.

3.9 CONCLUSÕES

Existem inúmeros contratos financeiros que foram adaptados ao setor elétrico, em adição aos já conhecidos contratos bilaterais ou PPA's. Em todos os casos estes contratos buscam propiciar aos agentes do mercado uma maior segurança e atratividade na negociação, introduzindo determinado *hedging* ou possibilitando lucro para ambas as partes. Cabe ao agente comercializador analisar de forma consistente as possibilidades de negociação para compor um *mix* eficiente destes contratos que minimizem sua exposição à variação dos preços e que possibilite a maximização do lucro esperado dos seus investimentos. Ou seja, é necessário quantificar o risco de um cenário de contratação através de ferramentas eficientes para num momento posterior efetuar um controle e gerenciamento destas possibilidades. Esta é a função das ferramentas de análise de risco que serão apresentadas no próximo capítulo.

CAPÍTULO IV

FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE RISCO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 INTRODUÇÃO

O tratamento do risco na atividade de comercialização de energia, assim como em toda atividade econômica, envolve uma série de aspectos que, cada um com devida intensidade, influenciam o problema como um todo. GUIDO & DUARTE, (2003) destacam alguns destes aspectos de risco no setor elétrico:

- Risco de Crédito: Mede a incerteza relacionada aos retornos esperados em decorrência da inadimplência da contraparte em suprir suas obrigações contratuais.
- Risco de Liquidez: Expressa o risco de que as reservas e disponibilidades de uma instituição não sejam suficientes para honrar suas obrigações no momento em que ocorrem, ou seja, um descompasso no fluxo de caixa gera incapacidade momentânea de quitar seus compromissos.
- Risco Regulatório: Define como as novas regulamentações do setor podem afetar os agentes. Este é um ponto crucial do Setor Elétrico Brasileiro, que nos últimos anos viveu uma grande incerteza regulatória, afastando possíveis investidores privados.
- Risco Operacional: Que advêm do gerenciamento inadequado da empresa. Uma fraude ou falhas gerenciais dentro da organização pode ser considerada como risco operacional. RAMOS (2002)
- Risco de Mercado: São decorrentes dos movimentos de preços, taxas de juros, de câmbio, índices, ações e títulos, *commodities* ou qualquer outro tipo de ativo que possa afetar de alguma forma as atividades da empresa ou seu preço de

mercado. Os níveis de exposição ao mercado devem estar dentro de limites prudentes.

O gerenciamento desses riscos consiste em identificá-los e transferí-los, seja buscando um seguro ou o repassando para terceiros de alguma maneira. Os instrumentos derivativos têm esta capacidade, pois possibilitam aos participantes do mercado a transferência dos riscos para aqueles que estão dispostos a aceitá-los em troca de uma remuneração maior; por exemplo, um agente comercializador.

Então, após identificar as fontes de risco, para viabilizar a sua transferência para outro agente é necessário quantificá-lo. Nesta etapa do problema são utilizadas as ferramentas de análise de risco.

4.2 TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ

Segundo PAMPLONA (2002) e DAMODARAN (1996), o risco de um investimento pode ser dividido em dois componentes distintos. O risco diversificável e o não diversificável. O risco diversificável também é conhecido como não-sistemático e está associado às particularidades de uma empresa ou a um grupo de empresas similares. Ou seja, caso haja algum inconveniente, apenas uma, ou um pequeno grupo de empresas serão afetadas. Já o risco não diversificável ou sistemático, como também é conhecido, refere-se a acontecimentos que afetam o mercado como um todo, como por exemplo, a taxa básica de juros. Uma mudança na taxa base afeta o mercado por inteiro.

BERNSTEIN (1997) comenta que o objetivo de Markowitz foi utilizar a noção de risco para compor carteiras para investidores que consideram o retorno esperado algo desejável e a variância do retorno esperado, ou seja, o risco, algo indesejável.

A relação entre risco e retorno em geral é de correlação positiva, porém através da diversificação da carteira de investimentos é possível melhorá-la obtendo resultados de baixo risco e com o retorno esperado.

Iniciando a análise para uma carteira composta por dois ativos, as duas informações iniciais para o modelo são o retorno esperado para cada cenário de preço e a variância deste retorno, que indica o seu risco. Com estas informações é determinada a covariância entre estes conjuntos de dados para cada ativo como mostrado na matriz abaixo:

	Ativo 1	Ativo 2
Ativo 1	$x_1^2 \cdot \sigma_1^2$	$x_1 \cdot x_2 \cdot Cov_{12}$
Ativo 2	$x_2 \cdot x_1 \cdot Cov_{12}$	$x_2^2 \cdot \sigma_2^2$

Tabela 2. Matriz de Covariância dos Retornos Esperados para Dois Ativos (SILVEIRA 2001)

Onde:

x_1 participação do ativo 1 na carteira de contratos

x_2 participação do ativo 2 na carteira de contratos

Cov_{12} covariância dos retornos dos ativos da carteira

Através da variação da participação de cada ativo são obtidas carteiras com diferentes níveis de risco x retorno. A diversificação do risco não-sistemático é obtida através da aplicação em ativos com correlação negativa, pois assim, a perda em determinado setor é compensada com ganhos em outro. A Figura 20 mostra como o efeito da diversificação atua:

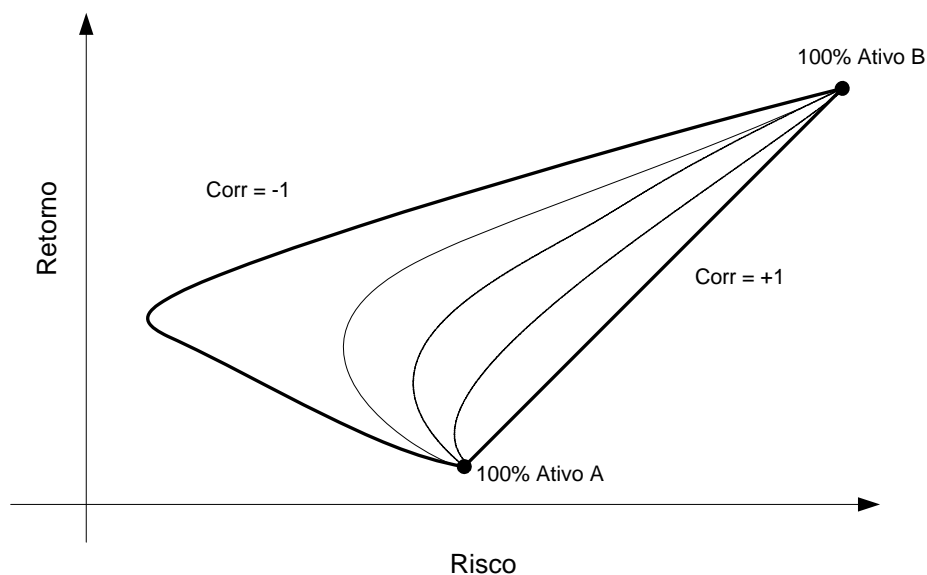


Figura 20. Efeito da Diversificação do Risco (Adaptado de SILVEIRA 2001)

O efeito da diversificação é mais eficiente à medida que o coeficiente de correlação diminui. Este raciocínio pode ser estendido para uma carteira com múltiplos ativos. Neste

caso, haverá uma “nuvem” de pontos formando uma região viável com todas as combinações possíveis para a carteira.

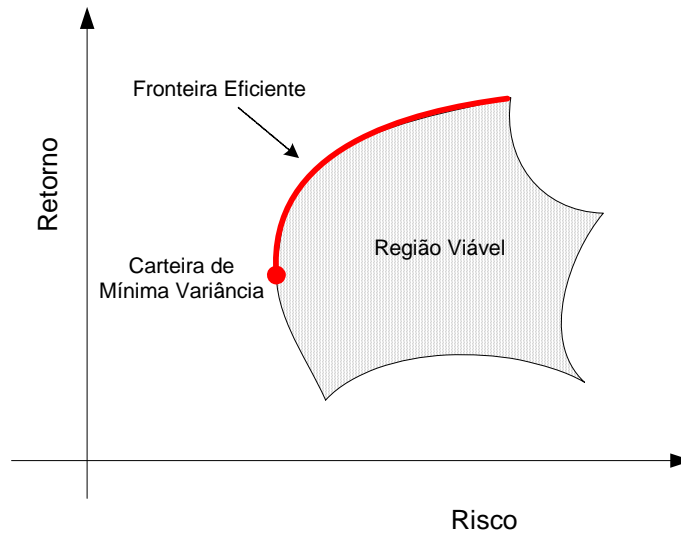


Figura 21. Efeito da Diversificação do Risco – Carteira com Múltiplos Ativos (Adaptado de SILVEIRA 2001)

As carteiras que apresentam melhor retorno para um mesmo nível de risco formam a fronteira eficiente. Estes valores estão situados na parte superior da região viável, a partir da carteira de mínima variância. A carteira de mínima variância representa o portfólio de menor risco possível.

Para um problema de múltiplos ativos, a inter-relação entre os mesmos é dada a partir de uma matriz de covariâncias de ordem $(n \times n)$ igual ao número de ativos.

	Ativo 1	Ativo 2	Ativo 3	...	Ativo n
Ativo 1	$x_1^2 \cdot \sigma_1^2$	$x_1 \cdot x_2 \cdot Cov_{12}$	$x_1 \cdot x_3 \cdot Cov_{13}$...	$x_1 \cdot x_n \cdot Cov_{1n}$
Ativo 2	$x_2 \cdot x_1 \cdot Cov_{21}$	$x_2^2 \cdot \sigma_2^2$	$x_2 \cdot x_3 \cdot Cov_{23}$...	$x_2 \cdot x_n \cdot Cov_{2n}$
Ativo 3	$x_3 \cdot x_1 \cdot Cov_{31}$	$x_3 \cdot x_2 \cdot Cov_{32}$	$x_3^2 \cdot \sigma_3^2$...	$x_3 \cdot x_n \cdot Cov_{3n}$
...
Ativo n	$x_n \cdot x_1 \cdot Cov_{n1}$	$x_n \cdot x_2 \cdot Cov_{n2}$	$x_n \cdot x_3 \cdot Cov_{n3}$		$x_n^2 \cdot \sigma_n^2$

Tabela 3. Matriz de Covariância dos Retornos Esperados para Múltiplos Ativos (SILVEIRA 2001)

Um pressuposto importante é o fato de que a matriz de covariância dos retornos esperados deve ser positiva definida, pois dessa maneira a convexidade do problema de otimização quadrática é garantida. Ao se tratar de um portfólio de contratos de energia, problemas podem ser encontrados nesse aspecto por se tratar de um fluxo de caixa não convencional. A Seção 5.7 do Capítulo 5 aborda mais detalhadamente este tema.

O modelo de Markowitz mostra que o retorno de uma carteira diversificada equivale à média ponderada dos retornos de seus componentes individuais e que sua volatilidade será inferior à volatilidade média de seus componentes individuais.

Esta teoria pode ser descrita como um problema de programação quadrática. Existem algumas formas clássicas de se apresentar o modelo. A mais conhecida é:

$$\text{Min} _ f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i \cdot x_j \cdot \text{Cov}_{ij} \quad (11)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n x_i E(r_i) = E^* \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (13)$$

Onde:

x_i	participação do ativo i na carteira;
x_j	participação do ativo j na carteira;
Cov_{ij}	covariância entre i e j;
$E(r_i)$	retorno esperado do ativo i;
E^*	retorno esperado da carteira.

Dado um nível de retorno esperado (primeira restrição) a solução deste problema é um vetor com as devidas participações de cada ativo na carteira, de forma que o risco seja minimizado. É ressaltado em STERN (2000) que os indicadores de risco e rentabilidade esperada dos ativos de um portfólio são definidos e calculados pelo decisor, posteriormente sendo determinadas as carteiras ótimas que fornecem esta combinação.

A segunda restrição indica que o somatório das participações dos ativos deve ser igual a um.

A fronteira eficiente mostrada na Figura 21, também pode ser compreendida como a curva das soluções eficientes deste problema de programação quadrática.

A Teoria de Portfólio de Markowitz foi escolhida para ser utilizada neste trabalho, porque propõe a solução do problema da definição da melhor carteira de ativos sob incerteza, onde a melhor solução envolverá um *trade-off* entre o par risco e retorno que dê a maior satisfação ao decisor. O risco avaliado em função da volatilidade do retorno esperado, reflete a incerteza associada à tomada de decisão.

Como apresentado anteriormente, o risco de um investimento pode ser decomposto em duas parcelas. O risco sistemático e o não-sistemático. A diversificação atua no risco não-sistemático. No entanto, o risco sistemático está relacionado às flutuações do sistema econômico como um todo. Dessa forma, este não pode ser eliminado pelo processo de diversificação de ativos, ou seja, está atrelado ao comportamento do mercado. Em relação ao risco sistemático, os ativos reagem de forma diferenciada, isto é, alguns sobem mais e outros menos, embora todos sejam afetados, REIS da SILVA (2001).

Então, SHARPE (1964), se baseou na Teoria de Markowitz e desenvolveu em seu trabalho um índice *beta* que expressa, no contexto de uma carteira diversificada, o risco de um ativo em relação ao mercado global. Este índice é uma medida do risco sistemático do ativo em relação a carteira de mercado (CM) e pode ser expresso como:

$$\beta_i = \frac{Cov_{iM}}{\sigma_M^2} \quad (14)$$

Onde:

β_i	<i>beta</i> do ativo i
Cov_{iM}	covariância entre o ativo i e a carteira de mercado
σ_M^2	variância do retorno da carteira de mercado

O *beta* de um ativo ou de uma companhia é o risco desta, comparado ao risco global do mercado. Quanto maior este índice (mais perto de um), a sinalização indica que o ativo está correlacionado de maneira positiva com o risco sistêmico e, portanto o investidor passa a exigir uma taxa de retorno maior.

Se o *beta* é maior que um, o investimento é dito de caráter agressivo. Por exemplo, para um *beta* de 1.5, se o mercado varia 10%, o ativo irá variar 15%. Um *beta* nulo é caracterizado pelo retorno do ativo livre de risco, SILVEIRA (2001).

A Figura 22 ilustra a obtenção da Carteira de Mercado:

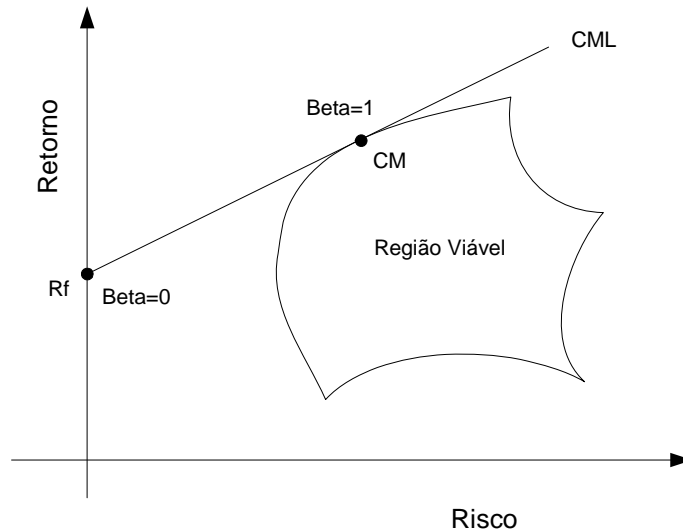


Figura 22. Obtenção Gráfica da Carteira de Mercado (Adaptado de SILVEIRA 2001)

A obtenção gráfica da Carteira de Mercado (CM) se dá através de uma linha com origem na taxa livre de risco R_f , tangenciando a região viável. Esta linha é denominada *Capital Market Line* (CML).

A relação que define o retorno esperado de um ativo, com base na informação de seu índice *beta*, é conhecida como *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), SILVEIRA (2001). Esta relação diz que o retorno esperado de um determinado ativo é o retorno do ativo livre de risco somado a um prêmio correspondente a multiplicação do índice *beta* pela diferença entre o retorno esperado da carteira de mercado (CM) e a taxa livre de risco.

$$E(r_i) = R_f + \beta_i \cdot (R_M - R_f) \quad (15)$$

Onde:

$E(r_i)$ valor esperado do retorno do ativo i

R_f taxa livre de risco

β_i índice *beta* do ativo i

R_M retorno esperado da carteira de mercado (CM)

MOTTA (2002), destaca que apesar do modelo CAPM ser um dos principais paradigmas da teoria das finanças, as premissas consideradas são rigorosas e nem sempre verificadas na prática. Como estas premissas podem ser citadas a existência de um mercado eficiente com retorno livre de risco e decisores avessos ao risco que escolhem sua carteira pelo critério média-variância.

Outra metodologia de análise de risco bastante consagrada no mercado financeiro que será apresentada é o *Value at Risk*.

4.3 VALUE AT RISK – “VALOR EM RISCO”

Nos últimos anos, o *Value at Risk* (VAR) tem se tornado uma ferramenta amplamente utilizada nas principais instituições financeiras, inclusive no Brasil. Dentre suas vantagens, destaca-se a possibilidade de se resumir em um único número os riscos de mercado incorridos e incorporar neste valor tanto a exposição da instituição quanto a volatilidade do mercado.

JORION (1998), define o VAR como um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas padrões. Este mede a maior perda esperada ao longo de um determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de um determinado nível de confiança.

Os primeiros passos para o cálculo do VAR são a escolha do horizonte de tempo e do nível de confiança. Quanto menor for o horizonte escolhido, mais antecipadas tendem a ser as detecções de problemas, embora isso aumente os custos de acompanhamento. Do ponto de vista dos usuários, o horizonte de tempo pode ser determinado pela natureza da carteira e da liquidez do ativo.

Já o nível de confiança varia tipicamente entre 95% e 99%. O valor escolhido não deve ser demasiadamente elevado, pois proporcionaria uma medida de perda que raramente seria excedida. É importante escolher um nível de confiança que permita aos usuários checar a concordância do modelo com a realidade.

4.3.1 O VAR para Distribuições Gerais

Define-se W_0 como o investimento inicial e R sua taxa de retorno. Desta forma, o valor da carteira ao final do horizonte de tempo considerado (W) é dado por:

$$W = W_0 \cdot (1 + R) \quad (16)$$

Define-se também, o menor valor da carteira, para determinado nível de confiança c , como W^* . Então:

$$W^* = W_0 \cdot (1 + R^*) \quad (17)$$

O VAR é definido como a perda relativa à média ou à perda absoluta:

VAR como perda relativa à média:

$$VAR = E(W) - W^* \quad (18)$$

VAR como perda absoluta:

$$VAR = W_0 - W^* = -W_0 \cdot R^* \quad (19)$$

De forma geral, pode-se obter o VAR a partir da distribuição de probabilidade do valor futuro da carteira $f(w)$. A idéia pode ser melhor compreendida através da observação da Figura 23:

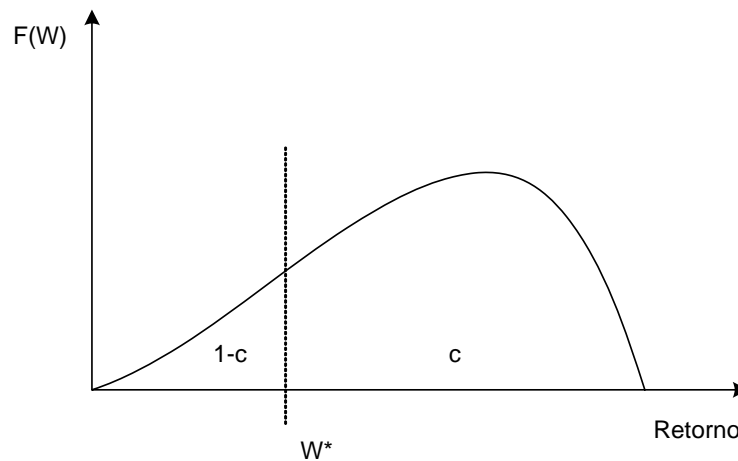


Figura 23. VAR para Distribuições Gerais (Adaptado de JORION 1998)

A partir da análise do gráfico, pode-se notar que W^* é o menor valor da carteira para um determinado nível de confiança c . Na forma integral a área c pode ser determinada da seguinte maneira:

$$c = \int_{W^*}^{\infty} f(w)dw \quad (20)$$

A área restante de $-\infty$ até W^* deve somar $p=1-c$.

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = p \quad (21)$$

O valor W^* é chamado de *quantil* da distribuição, JORION (1998). Deve-se observar que através desta metodologia o desvio padrão não é utilizado para o cálculo do VAR.

4.3.2 O VAR para Distribuições Paramétricas

Se a distribuição for normal, ou puder ser aproximada por uma normal; o cálculo do VAR pode ser bastante simplificado. Este cálculo poderá ser realizado através da multiplicação direta do desvio padrão por um fator a que depende do nível de confiança adotado. Assim, o cálculo do VAR resume-se a encontrar um a , tal que, a área à sua esquerda seja igual a $(1-c)$. Isso é feito através de valores tabelados da função distribuição normal padronizada cumulativa.

A denominação “paramétrica” está ligada ao fato do uso do parâmetro desvio padrão para o cálculo do VAR. A Figura 24 exemplifica esta afirmação:

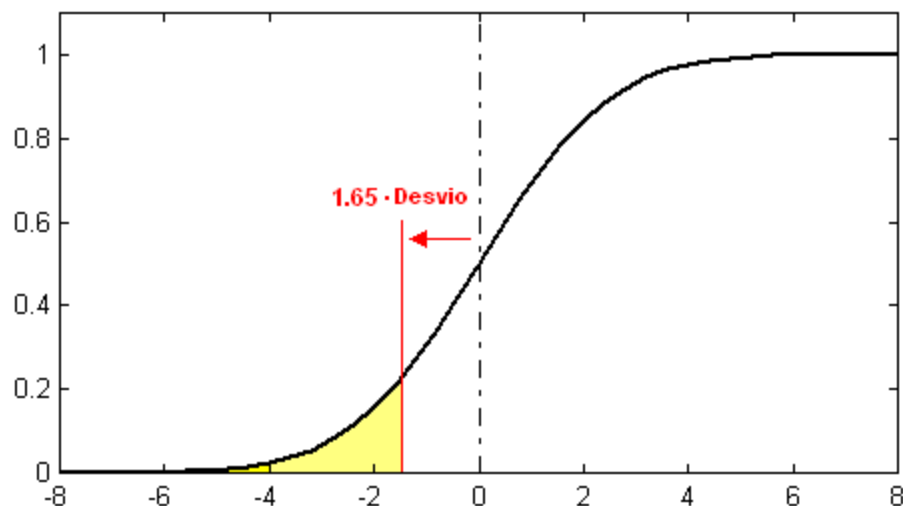


Figura 24. VAR para Distribuições Paramétricas (Adaptado de JORION 1998)

Por exemplo, para um nível de confiança de 95% seria necessário um fator $a = 1.65$ que multiplicado pelo desvio padrão forneceria imediatamente o valor do VAR.

Por exemplo, para as distribuições de probabilidade, nas quais não há os valores da função de distribuição cumulativa de probabilidade em forma analítica ou pelo menos tabulados, necessita-se utilizar os métodos numéricos de integração, para o cálculo do *quantil* que representa o VAR. Uma das técnicas possíveis e muito utilizada é o método de Monte Carlo, conforme apresenta BEZERRA (2000).

De acordo com as características dos fatores de risco e a distribuição dos retornos esperados, existem outras metodologias para que este seja obtido, além das apresentadas até o momento.

4.4 CASH FLOW AT RISK – “FLUXO DE CAIXA EM RISCO”

Uma outra abordagem baseada no “valor em risco” é a do “fluxo de caixa em risco”- *CfaR*. O *CfaR* permite a mensuração do risco inerente ao fluxo de caixa da empresa e também há a possibilidade de inclusão do risco advindo de outras variáveis não necessariamente financeiras. Através desta técnica é realizado o *cash management* onde o usuário determina o período de análise e o valor do fluxo de caixa no início do período. A partir daí, o sistema analisa todos os fluxos de caixa previstos para cada cenário e traça a evolução a curva de evolução do caixa DENTON (2003) e DAHLGREN (2003).

O *CfaR* acrescido de algumas considerações contábeis (metas de resultado para determinado período) é conhecido como *Earnings at Risk* - “lucros no risco”, DENTON (2003).

Pode-se dizer que o *Value at Risk* é a metodologia mais utilizada e originou através de algumas adaptações estas outras diversas técnicas.

4.5 FUNÇÃO UTILIDADE E PERCEPÇÃO DE RISCO

As ferramentas de análise de risco explicitadas até o momento, estão baseadas no valor esperado como critério para tomada de decisão. No entanto, agentes podem ter comportamentos diferentes com relação ao risco. Este comportamento pode ser expresso matematicamente através de uma função utilidade. De acordo com MORECROFT (1992), a expressão matemática de uma função utilidade dependerá diretamente do problema de interesse, das variáveis envolvidas, da correlação entre estas variáveis e da percepção do decisor, envolvendo suas heurísticas, crenças e modelos mentais. A função utilidade é caracterizada pela seguinte expressão, KEENEY & RAIFFA (1993):

$$U = f[E(W), \sigma_W] \quad (22)$$

Onde:

U	função utilidade
W	riqueza esperada
$E(W)$	valor esperado da riqueza
σ_W	desvio padrão da riqueza esperada

Existem várias funções utilidade, sendo as mais utilizadas a quadrática e a exponencial. Esta função é ponderada de acordo com a percepção de risco que o decisor apresenta. De forma geral, o seu comportamento pode ser explicitado da seguinte maneira:

Para um decisor indiferente ao risco, a função utilidade representada é linear, pois um aumento de risco representa o mesmo impacto de uma redução, DAVID et al. (2001).

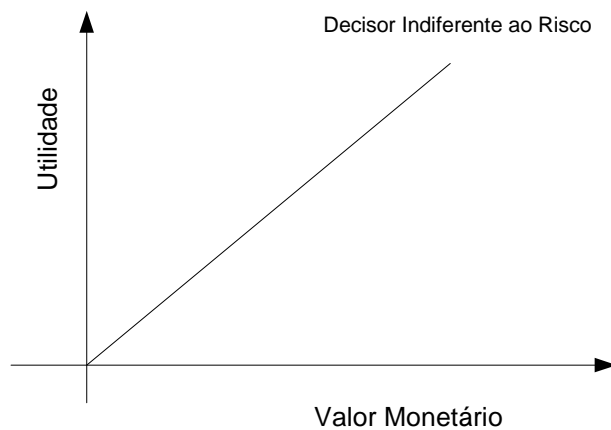


Figura 25. Função Utilidade – Decisor Indiferente ao Risco (Adaptado DAVID et. al 2001)

Para um decisor avesso ao risco, de caráter mais conservador, a função utilidade é côncava, pois a aversão ao risco implica que o investidor requer um maior acréscimo no seu retorno para cada unidade adicional de risco. A função utilidade deve representar esta característica da seguinte maneira:

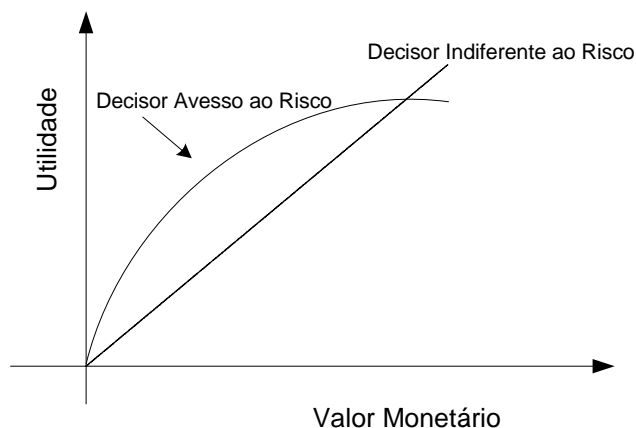


Figura 26. Função Utilidade – Decisor Averso ao Risco (Adaptado de DAVID et .al 2001)

Por sua vez, um decisor propenso ao risco, de caráter mais agressivo, é levado a ponderar de forma mais intensa a riqueza esperada. Este decisor prefere investimentos com a relação risco x retorno mais elevada, por isso a sua função utilidade apresenta o seguinte aspecto:

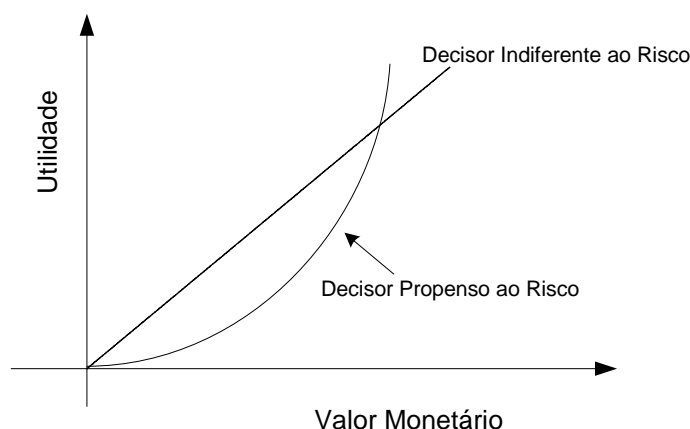


Figura 27. Função Utilidade – Decisor Propenso ao Risco (Adaptado de DAVID 2001)

Para o problema de gerenciamento de risco através de *hedging* nos contratos derivativos, o nível de contratação ótima de um decisor poderia ser modelado via Teoria de Função Utilidade, DOMINGUES et al. (2003). Através da interseção da sua curva de utilidade com a fronteira eficiente de Markowitz seria determinado o ponto ótimo de contratação para um determinado decisor, considerando a sua propensão ao risco, como demonstrado na Figura 28:

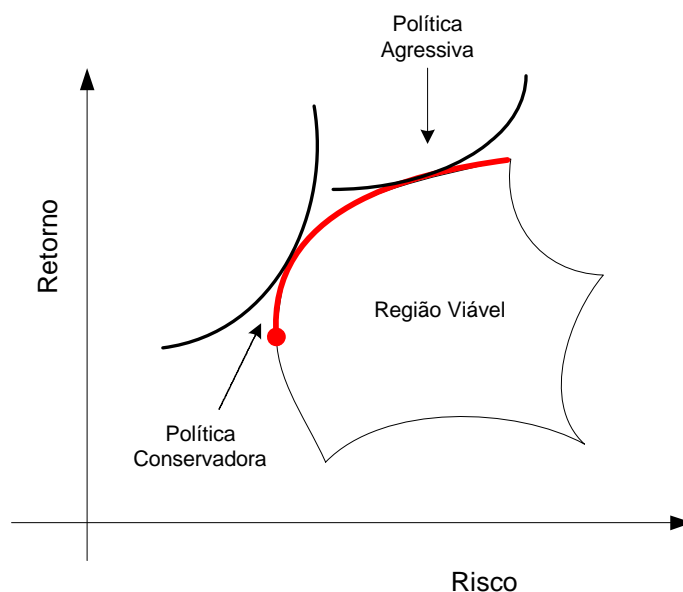


Figura 28. Contratação Ótima para Determinado Decisor (Adaptado de DOMINGUES et al 2003)

Entende-se por ponto ótimo aqui um portfólio viável, o qual produz a máxima satisfação para um determinado decisor, considerando o seu perfil de percepção do risco.

A modelagem da preferência do investidor com relação a risco x retorno através de funções de utilidade permite uma grande flexibilidade. No entanto, esta não é trivial, pois depende da ponderação dos coeficientes que influenciam diretamente no resultado esperado.

4.6 ASSET LIABILITY MANAGEMENT – ALM

MARRISON (2002), apresenta outra forma de gerenciamento de riscos, o *Asset Liability Management* (Sistema de Gestão de Ativos e Passivos). O ALM é uma filosofia de gerenciamento de contas a longo prazo que considera riscos de mercado e de liquidez. Os “*Assets*” são os recursos a receber no período de estudo, e as “*Liabilities*” são as provisões a pagar. A característica desta técnica de gerenciamento consiste em poder modificar o seu portfólio de longo prazo durante o período de estudo, verificando o passado e o futuro. Porém a grande dificuldade é mensurar e prever a maturação dos *assets* (ativos) e *liabilities* (dívidas).

Para a aplicação desta filosofia são utilizadas as metodologias de Monte Carlo ou Programação Dinâmica. O ALM foi desenvolvido por instituições financeiras depois da crise dos fundos de pensão nos anos noventa e início de 2000. Por sua definição, não pode ser considerado como uma ferramenta para a solução do problema de seleção de portfólio,

e sim como uma ferramenta de gerenciamento e monitoramento de ativos, diminuindo a exposição a riscos e incertezas ao elemento decisor. Sua função é projetar a melhor maneira de equilibrar os investimentos com os compromissos futuros de pagamentos de benefícios e, com isso, orientar a política de investimentos de uma instituição. A aplicação do *ALM* no setor elétrico é bastante recente e se encontra em fase de estudos.

4.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas algumas das metodologias de análise de risco mais difundidas e abordadas na literatura. A maioria teve a sua aplicação inicial voltada ao mercado financeiro, mas com algumas adaptações percebeu-se a possibilidade de seu uso também nas atividades comerciais do setor elétrico.

Uma ênfase maior foi observada na explicitação da Teoria de Portfólios de Markowitz, já que esta é a ferramenta utilizada neste trabalho para modelar o risco não sistemático de mercado.

A partir deste ponto os aspectos mais importantes envolvidos no problema de gestão de risco na comercialização de energia foram abordados e a implementação da metodologia proposta pode ser apresentada

CAPÍTULO V

METODOLOGIA PROPOSTA

5.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para análise de risco de carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica baseada na Teoria de Portfólios de Markowitz e utilizando contratos derivativos. O modelo foi desenvolvido para uso de um Agente Comercializador, já que uma ferramenta para análise da carteira de um Agente Gerador que atue no Brasil deve considerar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

5.2 O AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO

Um agente comercializador pode compor um portfólio de contratos de compra e um de contratos venda de energia, de forma que seus lucros sejam maximizados. Estes portfólios podem envolver submercados diferentes. De acordo com as Regras de Mercado 3.5, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 688 de 24 de Dezembro de 2003, consideradas para a contabilização no MAE a partir de janeiro/2004, os contratos serão considerados no submercado que o comprador definir. Conseqüentemente, se o vendedor estiver localizado em outro submercado, ele se torna vendedor líquido neste submercado, e um comprador líquido no submercado em que o contrato está registrado. Ou seja, no submercado fonte onde o vendedor tem suas usinas, ele irá vender a energia no MAE, ao preço spot daquele submercado, já que nele existe a produção, mas não existe o contrato. No submercado destino, o vendedor terá que comprar a energia no MAE ao preço deste submercado, onde existe o contrato mas não existe a sua geração.

Qualquer agente que negocie entre submercados poderá estar exposto à diferença dos preços spot, quando alguma restrição de transmissão entre os submercados estiver ativa. Esta exposição pode ser positiva ou negativa dependendo da situação, cabe à este quantificar e administrar esta exposição.

A Figura 29 descreve de maneira geral as possibilidades de atuação de um comercializador.

O presente trabalho não considera contratos derivativos no portfólio de compra, no entanto, estes foram modelados de forma flexível para que a volatilidade dos retornos esperados fosse ainda maior e a eficiência da metodologia fosse realmente verificada. Esta afirmação poderá ser melhor compreendida na Seção 5.6.2.

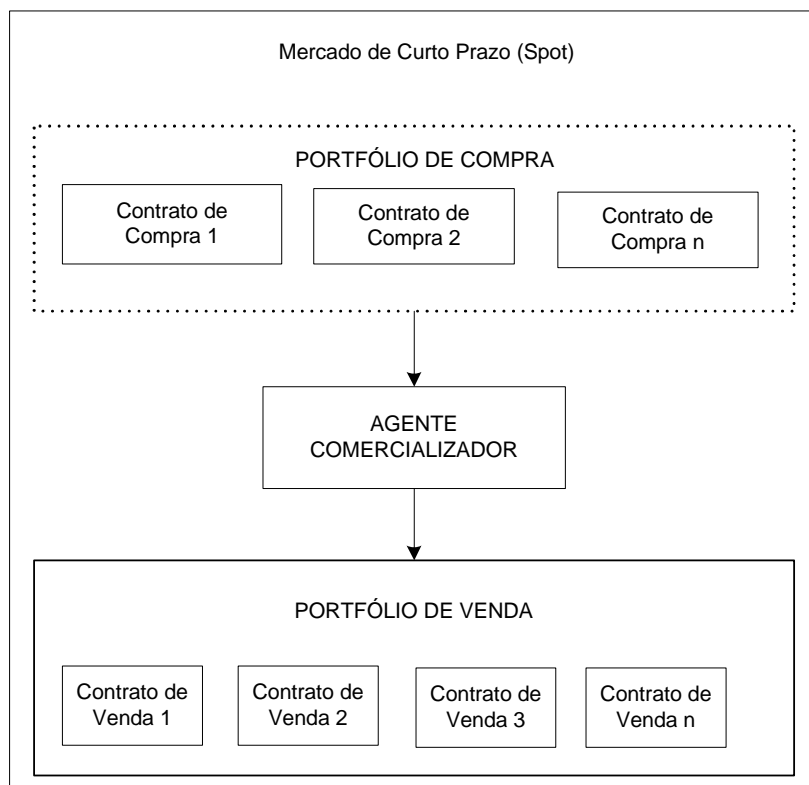


Figura 29. Ambiente de Comercialização

5.3 METODOLOGIA PROPOSTA

Como visto na Figura 29, um agente comercializador pode reduzir seu risco de mercado compondo uma carteira com diversos tipos de contratos. Este é o efeito da diversificação do risco que é observado quando as aplicações são realizadas de forma distribuída entre ativos com correlação negativa. A perda em um determinado investimento pode ser compensada com lucro em outro se estes estão correlacionados negativamente.

Alguns fatores influenciam o desempenho da carteira de contratos de energia elétrica quais sejam: o preço de curto prazo, o preço do contrato bilateral, o preço de exercício e o

prêmio das opções e a própria composição da carteira. O que se busca é uma carteira que proporcione o maior retorno esperado para determinado nível de risco que o investidor esteja disposto a aceitar. Existem várias formas de análise do risco e a maioria delas a matriz de retornos esperados dos investimentos. A metodologia proposta no presente trabalho leva em conta a matriz de risco esperado, conforme apresentado na Figura 30:

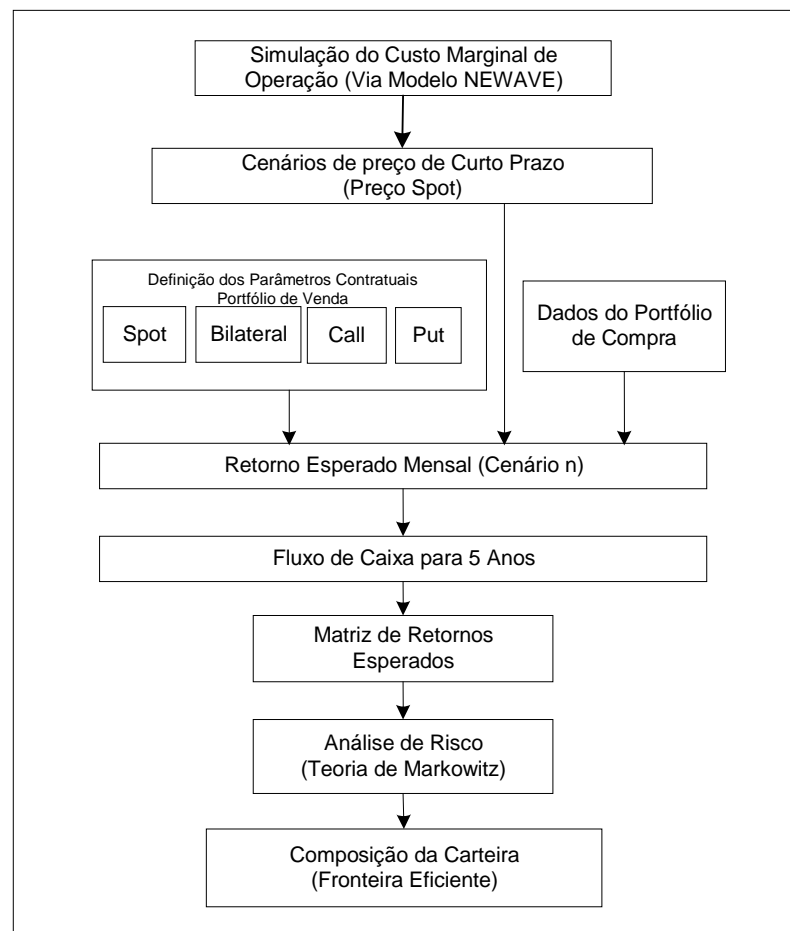


Figura 30. Etapas da Metodologia Proposta

Cada etapa de modelagem da metodologia proposta será apresentada a seguir.

5.4 CENÁRIOS DE PREÇO DE CURTO PRAZO

O modelo computacional utilizado atualmente no Brasil para determinação do Custo Marginal de Operação (CMO) é o NEWAVE. Este é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento.

Neste trabalho o modelo NEWAVE foi utilizado para gerar uma estimativa dos cenários de preço de curto prazo para o horizonte de tempo de cinco anos, baseado no histórico de aflúências de 1931 até 2001. Foi considerado o patamar de carga leve e o submercado analisado foi o Sul. Foram utilizados o piso e o teto de preço vigentes, respectivamente 18,59 R\$/MWh e 432,00 R\$/MWh.

A matriz de cenários de preço de curto prazo apresenta as seguintes dimensões:

	Mês 1	Mês 2	Mês 3	...	Mês m
Cenário 1	$S_{t\ 1,1}$	$S_{t\ 1,2}$	$S_{t\ 1,3}$...	$S_{t\ 1,m}$
Cenário 2	$S_{t\ 2,1}$...	$S_{t\ 2,3}$...	$S_{t\ 2,m}$
Cenário 3	$S_{t\ 3,1}$	$S_{t\ 3,2}$	$S_{t\ 3,m}$
...
Cenário c	$S_{t\ c,1}$	$S_{t\ c,2}$	$S_{t\ c,3}$		$S_{t\ c,m}$

Tabela 4. Estrutura da Matriz de Preços de Curto Prazo

Onde:

- c é o número de cenários de preço de curto prazo;
- m é o número de meses do horizonte de tempo analisado;
- S_t é o preço de curto prazo esperado.

Como o histórico utilizado pelo modelo NEWAVE é de setenta anos e o horizonte de tempo analisado de cinco anos, com base mensal, a dimensão da matriz de preços de curto prazo é de 70 linhas por 60 colunas.

O modelo NEWAVE foi utilizado para a obtenção dos preços de curto prazo para as séries históricas das afluições. Também poderiam ser utilizadas séries sintéticas para a obtenção dos cenários de preço.

5.5 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS CONTRATUAIS

Os parâmetros contratuais do portfólio de venda são as variáveis que o agente comercializador pode alterar para realizar a análise de sensibilidade e tirar conclusões de apoio à tomada de decisão quanto à composição da carteira. No modelo implementado os parâmetros que devem ser previamente definidos são:

5.5.1 *Montante Transacionado*

O montante de energia a ser negociado pelo comercializador varia de acordo com a composição de seu portfólio de compra, que por sua vez varia de acordo com as oportunidades de negócio que o comercializador consegue captar. Para as simulações foi utilizado um montante de 1000 MW médios.

5.5.2 *Preço do Contrato Bilateral*

O preço do contrato bilateral é uma variável de decisão muito importante para a análise de sensibilidade do desempenho da carteira, já que o principal propósito desta ferramenta é analisar a viabilidade de um determinado cenário de contratação. Ou seja, a partir de um preço ofertado por um comprador é possível realizar uma análise prévia do retorno esperado para tal contrato.

5.5.3 *Preço de Exercício e Prêmio das Opções*

O preço de exercício de um contrato de opção influencia diretamente o valor do prêmio. Existem métodos complexos de precificação de opções como *Black* e *Scholes* e modelos de Árvore Binomiais, como comentado no Capítulo III. No entanto, neste trabalho, o resultado obtido com estes métodos não justificaria a sua implementação, já que através de uma análise empírica pode-se considerar o valor do prêmio de um contrato de opção equivalente a 1 % do produto entre o volume de energia contratada e o preço de

exercício, (SILVEIRA, 2001). Os prêmios das opções de compra e venda foram determinados da mesma maneira.

5.5.4 Taxa de Atualização

A taxa de atualização reflete o valor do dinheiro no tempo e é necessária para uniformizar o fluxo de caixa numa mesma data.

WESTON e BRIGHAM (1993), definem o valor presente de um fluxo de caixa vencido em n anos no futuro como a quantia que, se estivesse em mãos hoje, aumentaria a ponto de se igualar à quantia futura. O valor típico da taxa de atualização utilizada neste trabalho foi de 1% ao mês, que resulta em 12.8% de taxa efetiva de juro ao ano, (HIRSCHFELD, 2000).

5.6 PORTFÓLIO DE COMPRA

Um comercializador deve vender a quantidade de energia que tem disponível para negociação da maneira mais conveniente possível. No entanto, fica claro que o modo como este adquire seus contratos de compra refletem diretamente no desempenho da carteira. No início deste trabalho estava prevista somente a análise do portfólio de venda de um comercializador, partindo da premissa que a energia disponível para venda havia sido adquirida por um contrato bilateral no seu próprio submercado.

Com a evolução da pesquisa evidenciou-se também a possibilidade da análise de um portfólio de compra com contratos flexíveis, incluindo a negociação entre submercados diferentes. O propósito da sua implementação foi o de aumentar ainda mais as fontes de incerteza tornando o fluxo de caixa da compra de energia variável, assim como o fluxo de caixa da venda. Desta maneira, a volatilidade dos retornos esperados pelo comercializador se torna maior, o que justifica o uso de uma ferramenta de análise de risco.

Além disso, com a possibilidade de negociação entre submercados diferentes, a questão da exposição de contratos a diferenças de preços entre submercados foi incorporada ao trabalho.

Num contrato bilateral, se um gerador A tem um contrato de venda registrado no submercado B, e sua geração está no submercado A, este vende sua produção ao preço de curto prazo P_A e a compra ao preço de curto prazo P_B no submercado B para atender seu contrato.

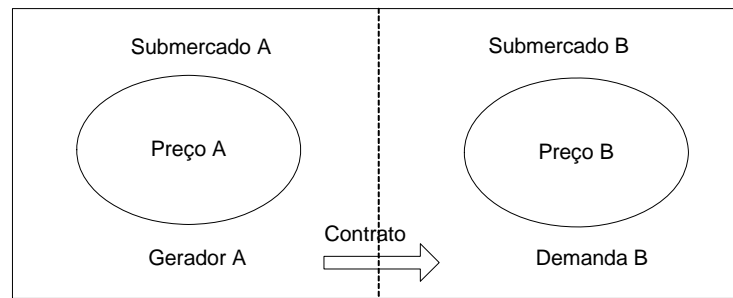


Figura 31. Exposição do Gerador/Comercializador

Se os preços entre os submercados são iguais, não existe exposição. No entanto, se o preço no submercado B for maior que o submercado A, o gerador estará exposto ao montante contratado multiplicado pela diferença de preço entre os submercados A e B. Como colocado na Seção 5.2 esta situação de diferença de preços entre submercados irá aparecer quando alguma restrição de transmissão entre eles estiver ativa, forçando ao operador despachar fontes locais de geração mais caras que o intercâmbio.

A negociação entre submercados diferentes já é viável no Brasil com menor risco através do uso de contratos de “*swap* de submercado”.

Neste trabalho o portfólio de compra poderá ser composto por contratos bilaterais de preço fixo ou por contratos flexíveis com preço variável como é detalhado a seguir:

5.6.1 Custo do Contrato de Compra Bilateral

O custo para o comercializador é calculado como:

$$custo_compra = p_bil \cdot v_bil \quad (23)$$

Onde:

$custo_compra$	custo do contrato de compra do comercializador;
p_bil	preço do contrato de compra;
v_bil	volume contratado.

Esta é a forma de contratação mais comumente adotada no mercado brasileiro, com um preço fixado de acordo com a livre negociação ou leilão entre as partes.

5.6.2 Custo do Contrato de Compra Flexível

Já num contrato de compra com preço flexível, o gerador teria a sua exposição diminuída atrelando o preço do contrato bilateral acordado entre as partes ao preço *spot* do submercado do comprador. Esta não é uma prática comum no Brasil, mas é uma sugestão que merece ser analisada. O custo para o comprador seria calculado da mesma maneira:

$$custo_compra = p_bil \cdot v_bil \quad (24)$$

Somente a parcela $p_bil_{i,j}$ seria composta por uma parcela fixa e outra variável vinculada ao preço *spot* do submercado do comprador:

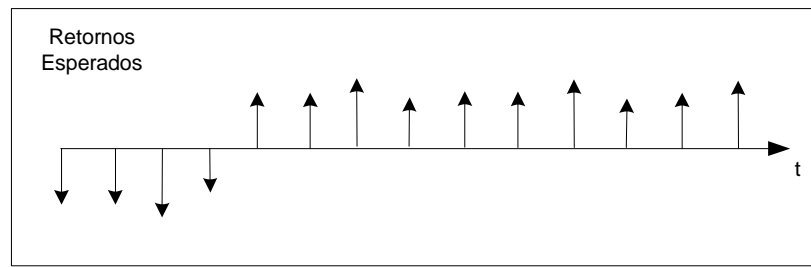
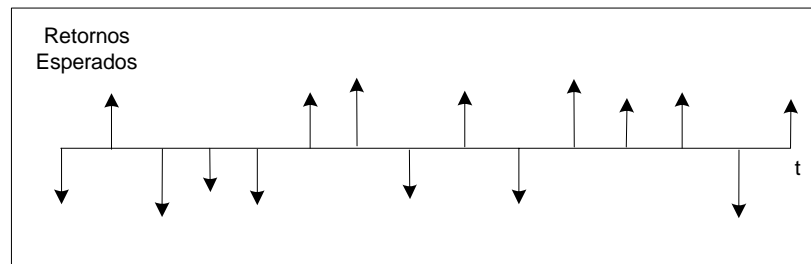
$$p_bil_{i,j} = p_fixo + x \cdot spot_{i,j} \quad (25)$$

Onde:

- i mês analisado;
- j cenário analisado;
- p_fixo parcela de preço fixo do contrato bilateral;
- x percentual da parcela variável vinculada ao preço *spot*;
- $spot_{i,j}$ preço *spot* do submercado do comprador.

5.7 PORTFÓLIO DE VENDA

Com as informações do portfólio de compra, a próxima etapa é analisar a melhor maneira de vender o montante adquirido buscando a maximização do lucro. Um comercializador pode quantificar o lucro esperado nos contratos que firmou e expressá-lo sob a forma de uma matriz de retornos esperados. A maneira como estes lucros são quantificados não é tão trivial, pois, por se tratar de contratos de energia, os retornos podem se alternar entre valores positivos e negativos no decorrer do período em análise. Portanto, o problema apresenta um fluxo de caixa de natureza não convencional. As figuras 32 e 33 apresentam respectivamente um fluxo de caixa convencional e não convencional.

**Figura 32.** Fluxo de Caixa Convencional**Figura 33.** Fluxo de Caixa Não Convencional

O fluxo de caixa não convencional se caracteriza por alternar entre resultados positivos e negativos ao longo do período de análise, já o convencional é alterado uma vez.

A análise de fluxos de caixa não convencionais pode ser realizada por meio da Teoria de Portfólio de Markowitz. Um pressuposto desta teoria é que a matriz de covariância dos retornos esperados deve ser positiva definida. Uma matriz é positiva definida se a sentença a seguir for verdadeira:

$$x^T \cdot A \cdot x > 0 \quad \forall x \quad (26)$$

Basta que um elemento diagonal da matriz A seja negativo, para que a matriz torne-se negativa definida e cause instabilidade ao modelo de otimização quadrática, já que sua convexidade não é mais assegurada.

Como o problema modelado apresenta um fluxo de caixa não convencional, há a possibilidade de ocorrerem retornos negativos (prejuízo) que podem tornar a matriz de covariância dos retornos esperados negativa definida. Estes são chamados problemas mal postos e a solução indicada é a utilização de um índice de benefício/custo. Este índice pode ser expresso como:

$$ind_ben_custo = \frac{Retorno_Esperado}{Custo} \quad (27)$$

Desta maneira os valores negativos são eliminados e o cálculo da fronteira eficiente de Markowitz é realizado normalmente. Esta é somente uma outra maneira de representar o retorno esperado pelo comercializador.

No presente trabalho as possíveis modalidades de venda de energia são:

- Mercado de curto prazo (*spot*);
- Bilateral;
- Venda de *Call*;
- Compra de *Put*.

Como já observado, o objetivo do modelo é apresentar com base em possíveis cenários de preço e possíveis cenários de contratação a composição ótima do portfólio para determinado nível de risco que o agente esteja disposto a aceitar. É importante destacar o fato que a composição da carteira somente é obtida após o módulo de análise de risco de Markowitz.

Cada contrato tem seu retorno calculado como se o montante disponível para negociação fosse totalmente aplicado numa única modalidade contratual. Por exemplo, 100% de contratação bilateral ou 100% de venda de *call*. De acordo com estas informações a composição da carteira é posteriormente formada no módulo de análise de risco.

Em todos os casos a matriz de retornos obtida terá como dimensões o número de cenários pelo número de meses em análise.

	Mês 1	Mês 2	Mês 3	...	Mês m
Cenário 1	$ret_{1,1}$	$ret_{1,2}$	$ret_{1,3}$...	$ret_{1,m}$
Cenário 2	$ret_{2,1}$...	$ret_{2,3}$...	$ret_{2,m}$
Cenário 3	$ret_{3,1}$	$ret_{3,2}$	$ret_{3,m}$
...
Cenário c	$ret_{c,1}$	$ret_{c,2}$	$ret_{c,3}$		$ret_{c,m}$

Figura 34. Estrutura da Matriz de Retornos dos Contratos de Venda

5.7.1 Retorno Spot

O retorno de um contrato *spot* para determinado cenário e determinado mês em análise é calculado da seguinte maneira:

$$r_spot_{i,j} = V_{i,j} \cdot spot_{i,j} \quad (28)$$

Onde:

$r_spot_{i,j}$ retorno *spot* esperado;

$V_{i,j}$ volume transacionado no mercado de curto prazo;

$spot_{i,j}$ preço *spot* previsto.

O resultado desta operação é que para cada cenário são calculados os retornos esperados numa base mensal.

5.7.2 Retorno Bilateral

O retorno de um contrato bilateral para o mês em análise é determinado da seguinte maneira:

$$r_bil_{i,j} = V_bil_{i,j} \cdot P_bil \quad (29)$$

Onde:

$r_bil_{i,j}$ retorno bilateral esperado;

$V_bil_{i,j}$ volume transacionado bilateralmente;

P_bil preço bilateral.

5.7.3 Retorno da Venda de Call

O titular do contrato do tipo *call* tem o direito de exercer ou não a sua opção. O retorno do lançador, no caso o comercializador, varia de acordo com o exercício desta. Então:

Se $spot_{i,j} \leq PE$, a *call* não é exercida:

$$ret_call_{i,j} = (v_call \cdot spot_{i,j}) + premio \quad (30)$$

Se $spot_{i,j} > PE$, a *call* é exercida:

$$ret_call_{i,j} = (v_call \cdot PE) + premio \quad (31)$$

Onde:

$ret_call_{i,j}$	retorno esperado da <i>call</i> ;
v_call	volume transacionado da <i>call</i> ;
PE	preço de exercício.

Os parâmetros contratuais da *call* são determinados como explicitado na seção 3.5.

5.7.4 Retorno da Compra de Put

O titular do contrato do tipo *put*, tem o direito de exercer ou não a sua opção. O retorno do titular, no caso o comercializador, varia de acordo com o exercício desta. Então:

Se $spot_{i,j} < PE$, a *put* é exercida:

$$ret_put_{i,j} = (v_put \cdot PE) - premio \quad (32)$$

Se $spot_{i,j} \geq PE$, a *put* não é exercida:

$$ret_put_{i,j} = (v_put \cdot spot_{i,j}) - premio \quad (33)$$

Onde:

$ret_put_{i,j}$	retorno esperado pela <i>put</i> ;
v_put	volume transacionado pela <i>put</i> ;
PE	preço de exercício.

Os parâmetros contratuais da *put* também são determinados como explicitado na Seção 3.5. É possível realizar combinações com *call* e *put* formulando estratégias de opções para aproveitar possíveis cenários de preço. Estas estratégias são muito utilizadas por agentes

do mercado financeiro. As mais conhecidas são os *spreads* de alta, de baixa e o *spread* borboleta, como explicitado no Capítulo 3. O uso destas estratégias para o setor elétrico ainda é incipiente.

Também é importante destacar que estes são os casos mais comuns do uso de contratos de opção por comercializadores de energia (venda de *call* e compra de *put*). Tanto na venda de *call* (prêmio positivo) como na compra de *put* (prêmio negativo), o objetivo do agente é criar um mecanismo que possibilite a venda da energia que adquiriu, mesmo em cenários de preço desfavoráveis. A relação entre o preço de exercício, o prêmio e o preço de curto prazo esperado definem se um contrato de opção é ou não interessante.

5.7.5 Fluxo de Caixa - A Matriz de Retornos Esperados

Com base nos resultados dos retornos esperados calculados mês a mês para o horizonte de cinco anos, é realizado o fluxo de caixa de cada cenário e para cada tipo de contrato. De forma geral a operação realizada é a seguinte (para cada contrato):

$$retorno_{i,1} = \sum_{i=1}^m \frac{retorno_{i,j}}{(taxa_atualizacao)^i} \quad (34)$$

Onde:

i	nº de meses do horizonte de tempo em análise
j	nº de cenários
$retorno_{i,j}$	retorno esperado para cada mês

Então, cada contrato firmado irá ser representado após o fluxo de caixa por um vetor na matriz de retornos. Por exemplo:

	100% Bilateral
Cenário 1	retorno_esperado _{1,1}
Cenário 2	retorno_esperado _{2,1}
...	...
Cenário c	retorno_esperado _{c,1}

Tabela 5. Estrutura da Matriz de Fluxo de Caixa

O resultado final desta etapa é uma matriz do tipo:

	100% <i>Spot</i>	100% Bilateral	100% <i>Call</i>	100% <i>Put</i>
Cenário 1	ret_spot _{1,1}	ret_bil _{1,2}	ret_call _{1,3}	ret_put _{1,4}
Cenário 2	ret_spot _{2,1}	ret_bil _{2,2}	ret_call _{2,3}	ret_put _{2,4}
...
...
...
Cenário c	ret_spot _{c,1}	ret_bil _{c,2}	ret_call _{c,3}	ret_put _{c,4}

Tabela 6. Matriz de Retornos Esperados

Cada coluna desta matriz apresenta as informações dos retornos esperados para cada cenário de preço *spot*, ou seja, dado que ocorra o cenário *c* de preços *spot*, estes são os retornos esperados para cada tipo de contrato. Esta matriz de retornos esperados fornece as informações necessárias para o módulo de análise de risco de Markowitz.

5.8 ANÁLISE DE RISCO – TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ

A matriz de retornos esperados é a principal entrada de dados para a análise da Teoria de Portfólios de Markowitz, como mostrado na Seção 4.2.

Como saída, este módulo apresenta graficamente a região viável do portfólio, que contém todas as combinações possíveis de investimento para uma carteira com múltiplos ativos. Neste caso, é feita a combinação das quatro formas de contratação com percentuais variáveis, no entanto para determinado nível de risco existe uma que fornece o maior retorno. Estes pontos são destacados graficamente na fronteira eficiente. A carteira de mínima variância também é determinada e destacada graficamente.

O modelo ainda tem como saída um vetor de risco e um de retorno que descrevem a fronteira eficiente e uma matriz de distribuição dos percentuais que devem ser aplicados em cada tipo de contrato, para que determinado ponto da fronteira eficiente seja alcançado.

Risco	Retorno	Composição da Carteira			
X (%)	Y (%)	% Spot	% Bil	% <i>Call</i>	% <i>Put</i>
...
...
Z (%)	W (%)	% Spot	% Bil	% <i>Call</i>	% <i>Put</i>

Tabela 7. Saídas do Modelo Desenvolvido

Este é o objetivo principal deste módulo de análise de risco, determinar a composição da carteira para um determinado nível de risco que o agente esteja disposto a aceitar.

5.9 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de apoio à tomada de decisão proposta para um agente comercializador que busque obter *hedging* e maximizar o lucro nas suas negociações monitorando seu risco. O modelo é baseado na previsão de preços de curto prazo para o período em análise. Cenários otimistas e pessimistas de contratação podem ser gerados, para que o comercializador possa perceber através de uma análise de sensibilidade a margem de negociação que pode usufruir. As variáveis de controle da análise de sensibilidade são a própria composição do portfólio de compra e no portfólio de venda, o montante transacionado, o preço bilateral, o preço de exercício e o prêmio dos contratos de opção.

Todas as etapas da metodologia foram descritas para que no próximo capítulo sejam apresentados os resultados obtidos nas simulações em alguns estudos de caso.

CAPÍTULO VI

APLICAÇÃO DO MODELO - RESULTADOS OBTIDOS

6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, cenários de contratação são avaliados por meio da metodologia proposta aplicada a um agente comercializador. É realizada a análise de desempenho dos retornos esperados para cada contrato, sendo então composta a carteira eficiente para os diferentes níveis de risco.

Conforme apresentado no capítulo anterior, alguns parâmetros contratuais devem ser previamente definidos como o montante de energia transacionado, o preço do contrato bilateral, o preço de exercício das opções e a taxa de atualização. Para efeito de análise de sensibilidade, alguns destes parâmetros serão alterados no decorrer das simulações.

6.2 PRESSUPOSTOS ASSUMIDOS PARA AS SIMULAÇÕES

O estudo de caso foi realizado com valores de preço de curto prazo que apresenta comportamento médio mensal descrito como a Figura 35:

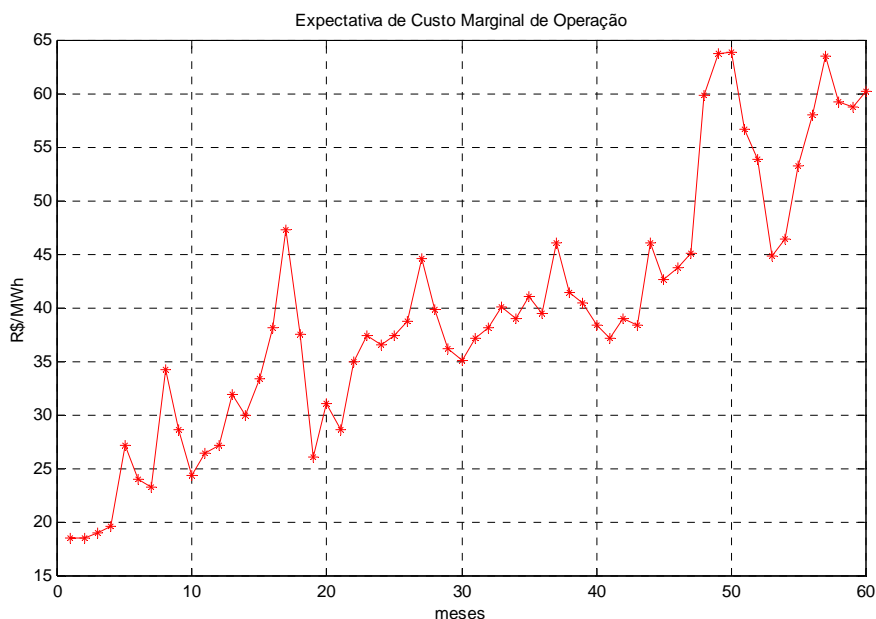


Figura 35. Expectativa de Custo Marginal de Operação (Base Mensal)

As premissas para as simulações são as que seguem:

- A média total da previsão do Custo Marginal de Operação para o horizonte de cinco anos foi de aproximadamente 40 R\$/MWh;
- O portfólio de compra pode ser composto por n contratos, mas nas simulações são considerados casos com dois ou três contratos. Estes podem ser bilaterais ou com cláusulas de flexibilidade como apresentado no capítulo anterior;
- O portfólio de venda apresenta algumas possibilidades de contratação. A metodologia determinará de acordo com os parâmetros especificados a composição eficiente da carteira;
- A análise de sensibilidade será realizada por meio da variação do preço do contrato bilateral, do preço de exercício das opções no portfólio de venda e da composição do portfólio de compra;
- A fronteira eficiente é gerada a partir de uma discretização de 50 pontos;
- A previsão de preços e as análises de contratação são realizadas para o submercado sul, denominado nas simulações de submercado A.

6.3 PRIMEIRO CASO

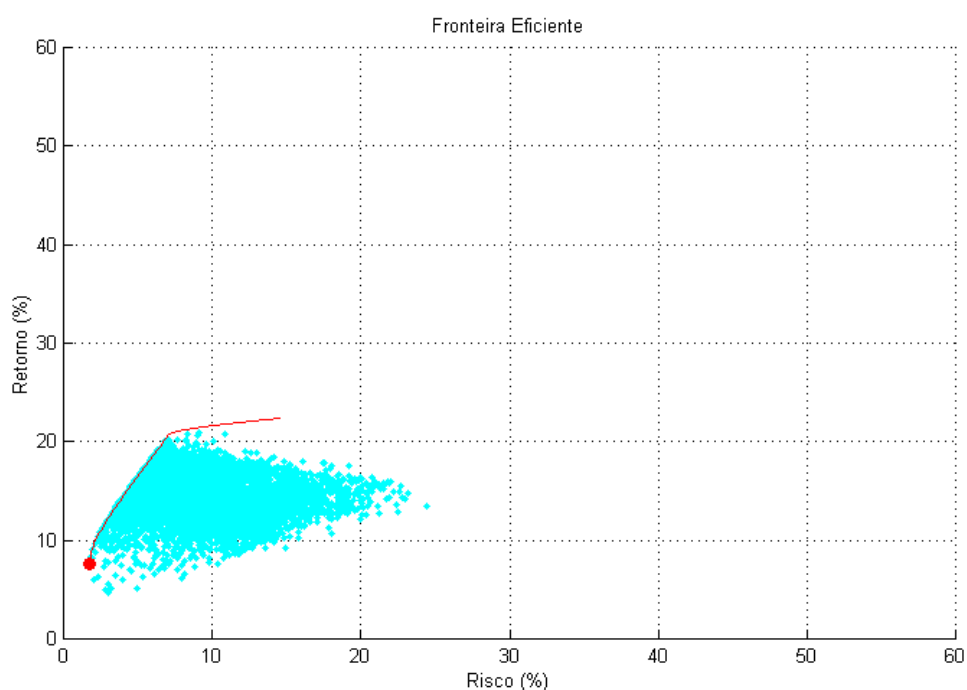
No primeiro caso o portfólio de compra é composto por um contrato bilateral de 500MW médios a um preço de 25,00 R\$/MWh e um contrato flexível de 500 MW médios com preço fixo de 20,00 R\$/MWh acrescido de uma parcela variável de 50% do Custo Marginal de Operação do submercado A. Esta parcela variável no portfólio de compra é interessante, pois insere uma fonte de incerteza no problema a fim de testar a eficácia da ferramenta. É fato, que formas de flexibilização do preço e da modulação do contrato podem ser utilizadas para atrair consumidores potencialmente livres.

As possibilidades de atuação do agente comercializador são de venda no *spot*, venda bilateral, venda de *call* ou compra de *put*. Os preços especificados são de 40,00 R\$/MWh para contratação bilateral e 40,00 R\$/MWh o preço de exercício das opções (tanto *call* como *put*). A partir desta possibilidade de contratação e do cenário de preços o modelo desenvolvido irá determinar o montante a ser negociado em cada modalidade contratual para que se obtenha o maior retorno esperado, para determinado nível de risco estabelecido pelo decisor. A Tabela 8 descreve o cenário de contratação para o primeiro caso:

Portfólio de Compra	Contrato Bilateral de 500MW médios	25,00 R\$/MWh
	Contrato Flexível de 500MW médios	20,00 R\$/MWh + 50% CMO
Portfólio de Venda	Preço Bilateral	40,00 R\$/MWh
	Preço de Exercício	40,00 R\$/MWh

Tabela 8. Configuração do Primeiro Caso

Para esta situação foi determinada, por meio do modelo proposto, a fronteira eficiente apresentada na Figura 36:

**Figura 36.** Fronteira Eficiente de Markowitz – Primeiro Caso

O ponto destacado na figura 36 corresponde à carteira de mínima variância e apresenta aproximadamente 2% de risco para um retorno esperado de aproximadamente 8%. A composição do portfólio de venda na fronteira eficiente, para cada nível de risco, foi plotada na Figura 37 para que sua evolução pudesse ser verificada:

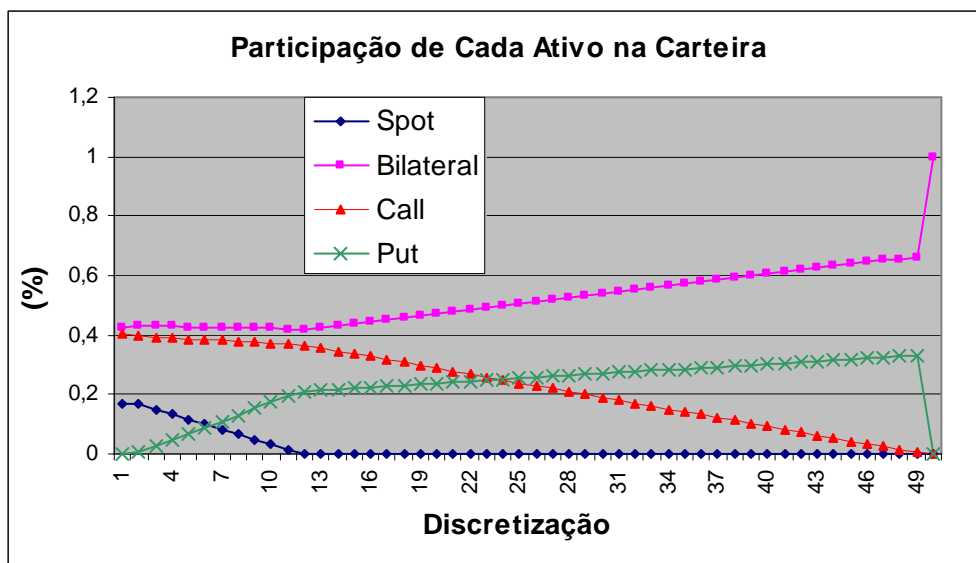


Figura 37. Composição da Fronteira Eficiente – Primeiro Caso

Pode-se destacar na Figura 37, que a venda no mercado de curto prazo (*spot*) foi pouco utilizada no período analisado. Este resultado é coerente, pois na maioria do tempo o preço de curto prazo é baixo e está sendo confrontado com a venda de um contrato de opção do tipo *call*. Esta *call* além de ser pouco exercida, em razão de seu preço de exercício ser de 40,00 R\$/MWh, ainda apresenta como incremento de renda o valor referente à seu prêmio já que o comercializador é o seu lançador. O caso extremo de 100% de contratação bilateral verificado à direita da Figura 37, apresenta o maior risco de acordo com a Teoria de Portfólios de Markowitz, pois esta defende a prática da diversificação dos investimentos para mitigação do risco, SILVEIRA (2001).

Um decisor ao escolher um determinado ponto na fronteira eficiente (risco x retorno) poderia obter a sua composição, como mostrado na Tabela 9:

Risco	Retorno	Spot	Bilateral	Call	Put
6.9 %	20.2 %	0 %	61 %	2,3 %	36,7 %

Tabela 9. Composição da Carteira para Determinado Ponto da Fronteira Eficiente

Estes percentuais são referentes ao montante descontratado que o comercializador busca negociar, no caso 1000 MW médios.

6.3.1 Variando Preços nos Portfólios de Compra e Venda – Análise de Sensibilidade

A importância do portfólio de compra para o fluxo de caixa de um agente comercializador é comprovada na simulação a seguir. Sua composição foi alterada de forma a aumentar a volatilidade do fluxo de caixa de compra e a exposição do agente comercializador, ao mercado de curto prazo. Os valores do portfólio de venda foram mantidos.

O novo contrato de compra flexível é composto por uma parcela fixa de 10,00 R\$/MWh e uma parcela variável de 90% do Custo Marginal de Operação do submercado A. A configuração deste caso pode ser visualizada na Tabela 10:

Portfólio de Compra	Contrato Bilateral de 500MW médios	25,00 R\$/MWh
	Contrato Flexível de 500MW médios	10,00 R\$/MWh + 90% CMO
Portfólio de Venda	Preço Bilateral	40,00 R\$/MWh
	Preço de Exercício	40,00 R\$/MWh

Tabela 10. Análise de Sensibilidade do Primeiro Caso – Variação de Parâmetros

Com o aumento da incerteza associada ao portfólio de compra, o efeito da diversificação de Markowitz pode ser percebido na composição da carteira. As duas fronteiras eficientes podem ser comparadas na Figura 38:

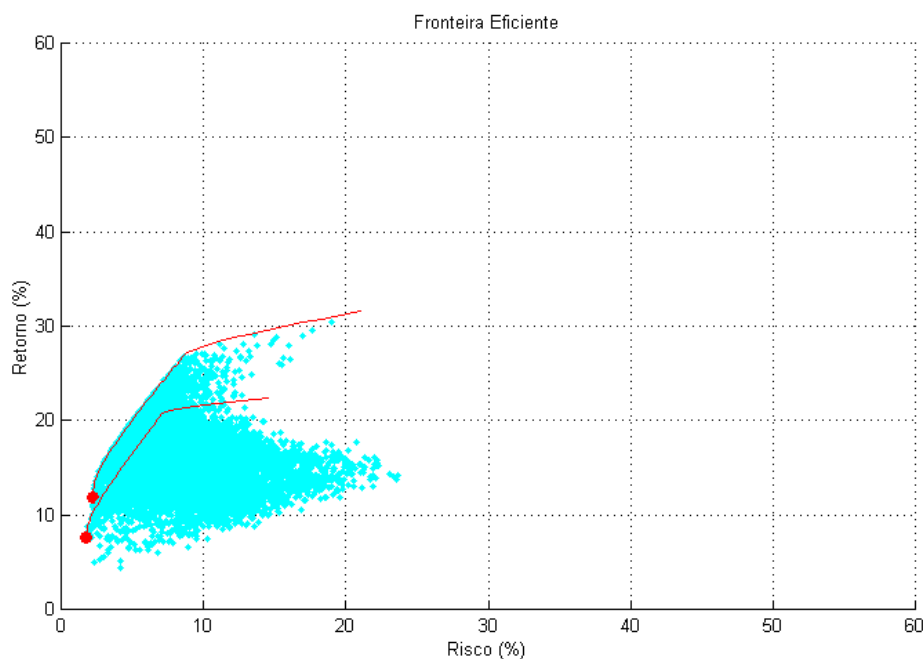


Figura 38. Comparação Entre as Fronteiras Eficientes – Parâmetros Alterados

A fronteira que está situada na parte superior do gráfico é resultado da simulação com portfólio de compra com maior incerteza associada. No entanto, como na maioria do tempo os preços de curto prazo se mantiveram baixos, as possibilidades de retorno aumentaram. Conseqüentemente, com a maior exposição em função da parcela de preço variável, o risco também aumentou.

No ponto extremo da fronteira eficiente (maior risco) a alternativa é novamente de 100% de contratação bilateral, como mostra a Figura 39.

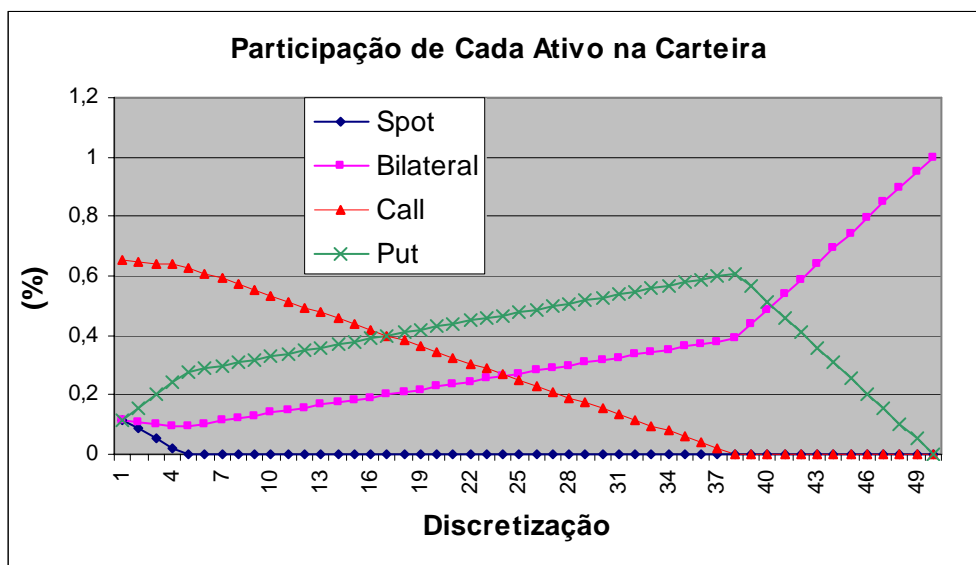


Figura 39. Composição da Fronteira Eficiente – Parâmetros Alterados

Vale destacar que a percepção dos agentes com relação ao risco não foi modelada por nenhum tipo de teoria multicritério ou função utilidade, no entanto, com a obtenção da fronteira eficiente é possível determinar a composição da carteira para cada nível de risco, como apresentado na Figura 39. Então, basta o decisor arbitrar o nível de risco ou retorno que está disposto a aceitar ou obter, e buscar a composição eficiente da carteira no gráfico acima.

6.4 SEGUNDO CASO

No segundo caso será analisada uma situação em que o portfólio de compra apresenta uma volatilidade ainda maior, pois além dos contratos já apresentados no primeiro caso, será incluído um contrato de compra de energia entre submercados diferentes. Ou seja, neste contrato o agente comercializador estará exposto ao preço de um submercado B.

A previsão do Custo Marginal de Operação para esse submercado B, diferente do submercado A, é apresentada na Figura 40:

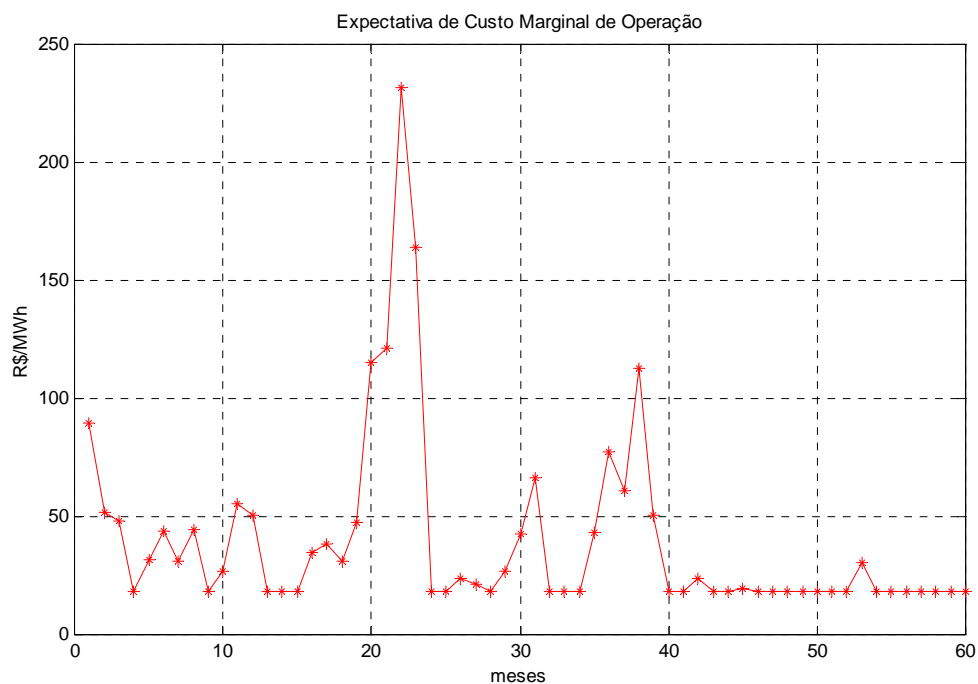


Figura 40. Expectativa de Custo Marginal de Operação (Submercado Diferente)

O portfólio de compra, neste caso, é composto por três contratos, sendo um bilateral, um flexível e o terceiro, com um percentual do preço sendo vinculado à um submercado diferente denominado submercado B. A Tabela 11 apresenta a configuração do segundo caso:

Portfólio de Compra	Contrato Bilateral de 400 MW médios	40,00 R\$/MWh
	Contrato Flexível de 300 MW médios	30,00 R\$/MWh + 30% CMO submercado A
	Contrato Flexível de 300 MW médios (Submercado B)	30,00 R\$/MWh + 30% CMO submercado B
Portfólio de Venda	Preço Bilateral	55,00 R\$/MWh
	Preço de Exercício	50,00 R\$/MWh

Tabela 11. Configuração do Segundo Caso

Para esta situação a fronteira eficiente foi determinada pelo modelo como mostra a Figura 41:

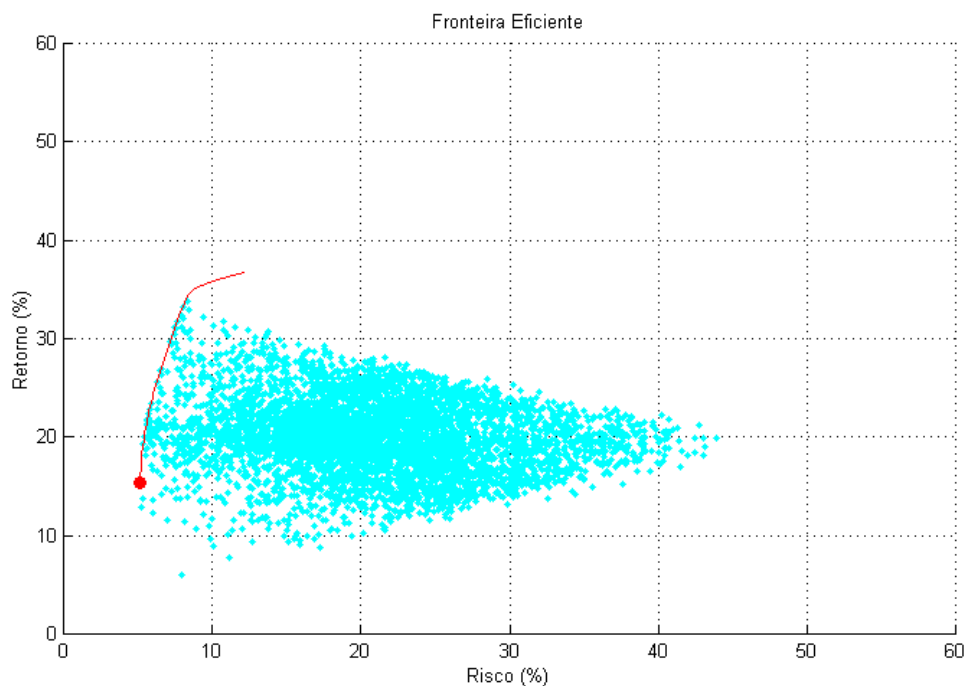


Figura 41. Fronteira Eficiente de Markowitz – Segundo Caso

Apesar da existência de um contrato no submercado B no portfólio de compra, as parcelas de preço atreladas ao mercado de curto prazo foram de apenas 30%. A composição da carteira referente à fronteira eficiente mostrada na figura 41 pode ser visualizada na Figura 42:

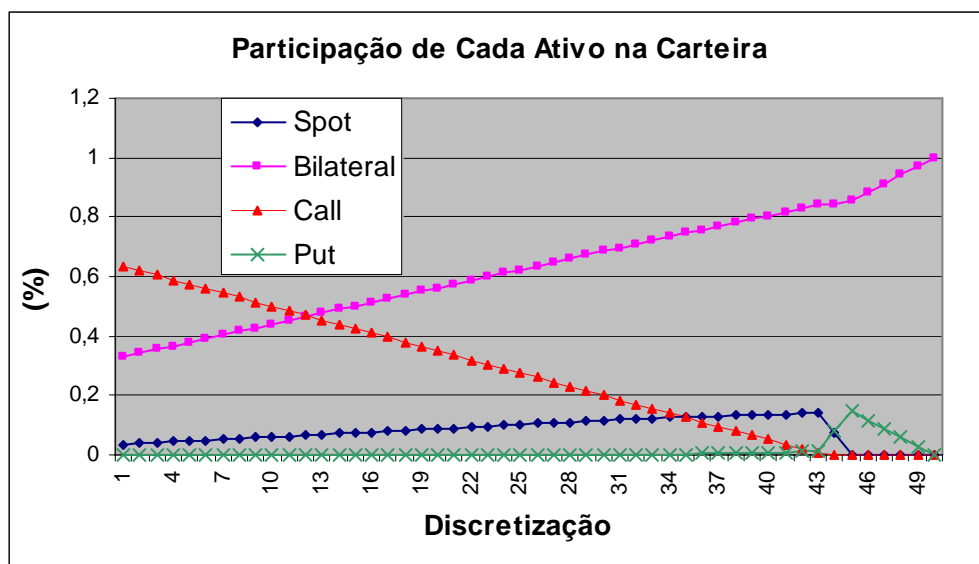


Figura 42. Composição da Fronteira Eficiente – Segundo Caso

Novamente o efeito da diversificação é verificado para as carteiras de baixo risco, onde um *mix* de venda de *call* e contratação bilateral é proposto.

Todas as situações simuladas até o momento evoluíram para 100 % de contratação bilateral na extremidade da fronteira eficiente. Isso mostra que compor totalmente o portfólio de venda por uma única modalidade contratual apresenta um risco elevado, no entanto a contratação bilateral apresenta os melhores níveis de retorno para tais configurações de cenários.

6.4.1 Variando Preços nos Portfólios de Compra e Venda – Análise de Sensibilidade

Foram mantidas as mesmas condições para o portfólio de venda, no entanto as parcelas variáveis foram incrementadas e as parcelas fixas diminuídas nos contratos dos portfólios de compra. Com esta medida a volatilidade do preço no portfólio de compra se tornou mais elevada. A tabela 12 apresenta o possível cenário de contratação:

Portfólio de Compra	Contrato Bilateral de 400 MW médios	40,00 R\$/MWh
	Contrato Flexível de 300 MW médios	15,00 R\$/MWh + 60% CMO submercado A
	Contrato Flexível de 300 MW médios (Submercado B)	15,00 R\$/MWh + 70% CMO submercado B
Portfólio de Venda	Preço Bilateral	55,00 R\$/MWh
	Preço de Exercício	50,00 R\$/MWh

Tabela 12. Análise de Sensibilidade do Segundo Caso – Variação de Parâmetros

Desta maneira a fronteira eficiente se deslocou como mostra a Figura 43.

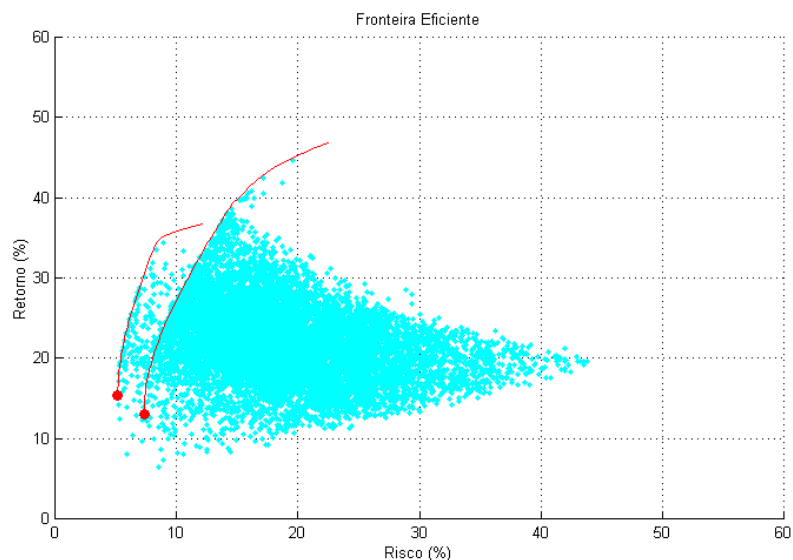


Figura 43. Comparação Entre as Fronteira Eficientes – Parâmetros Alterados

A fronteira eficiente foi deslocada para a direita indicando maiores riscos no investimento, no entanto as possibilidades de retornos esperados também aumentaram tornando-a mais longa. A relação entre o risco associado à carteira de contratos sempre será proporcional aos retornos esperados, pois se espera que os investidores operem sobre a ótica da racionalidade e busquem lucros mais elevados em atividades que apresentem grau de incerteza acentuado.

A composição da carteira associada à fronteira eficiente da Figura 43 pode ser vista a seguir:

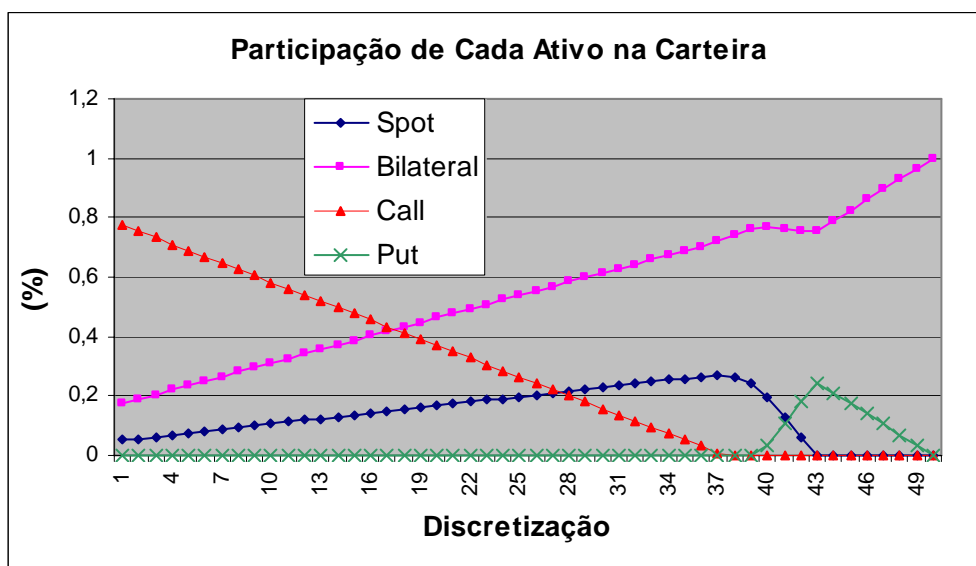


Figura 44. Composição da Fronteira Eficiente – Parâmetros Alterados

Como dito anteriormente, todas as situações simuladas até o momento evoluíram para 100 % de contratação bilateral na extremidade da fronteira eficiente. Então, para confrontar tal comportamento foram mantidos constantes todos os parâmetros contratuais, entretanto foi reduzido o preço bilateral do portfólio de venda do segundo caso de 55,00 R\$/MWh para 45,00 R\$/MWh.

6.4.2 Redução do Preço Bilateral de Venda do Segundo Caso

A Tabela 13 mostra a configuração utilizada para simulação:

Portfólio de Compra	Contrato Bilateral de 400 MW médios	40,00 R\$/MWh
	Contrato Flexível de 300 MW médios	15,00 R\$/MWh + 60% CMO submercado A
	Contrato Flexível de 300 MW médios (Submercado B)	15,00 R\$/MWh + 70% CMO submercado B
Portfólio de Venda	Preço Bilateral	45,00 R\$/MWh
	Preço de Exercício	50,00 R\$/MWh

Tabela 13. Análise de Sensibilidade do Segundo Caso – Variação de Parâmetros

A fronteira eficiente teve seus valores de retorno esperados reduzidos como mostra a Figura 45 obtida pelo modelo:

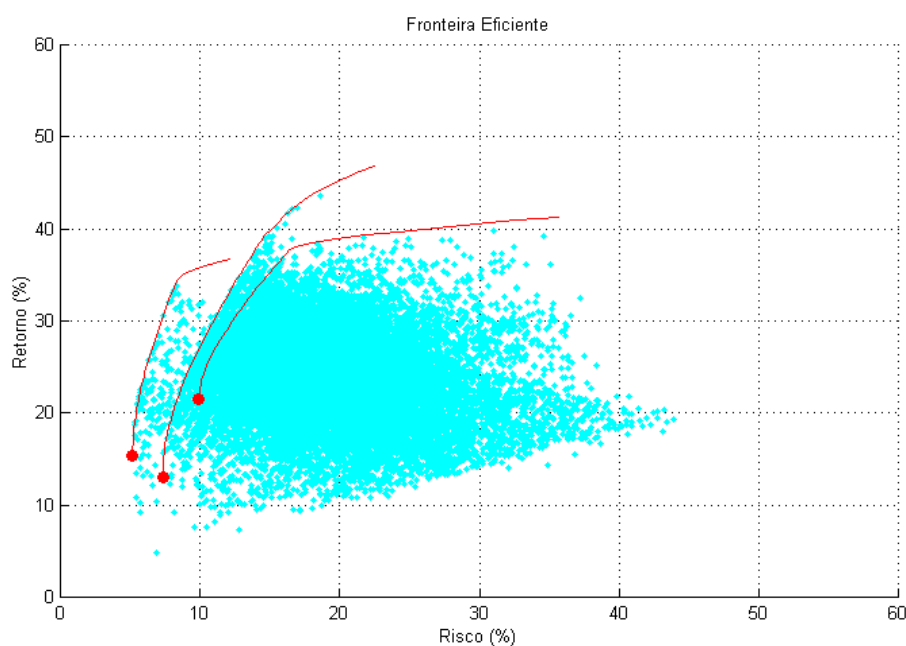


Figura 45. Comparação Entre as Fronteira Eficientes – Parâmetros Alterados

Este fato é justificado pela redução do preço de venda bilateral. Além dos valores de retorno apresentarem redução, a composição da carteira foi alterada na região de altos riscos. Esta evoluiu para 100 % de compra de *put* como pode ser visto na Figura 46. No entanto, é possível verificar na Figura 45 que a partir de certo ponto o incremento de risco é muito elevado se comparado ao incremento de retorno obtido.

Este comportamento pode ser compreendido, pois compor a carteira de contratos com 100 % de contratação em um instrumento financeiro é arriscado. Uma posição mais coerente para esta situação pode ser visualizada em destaque na Figura 46:

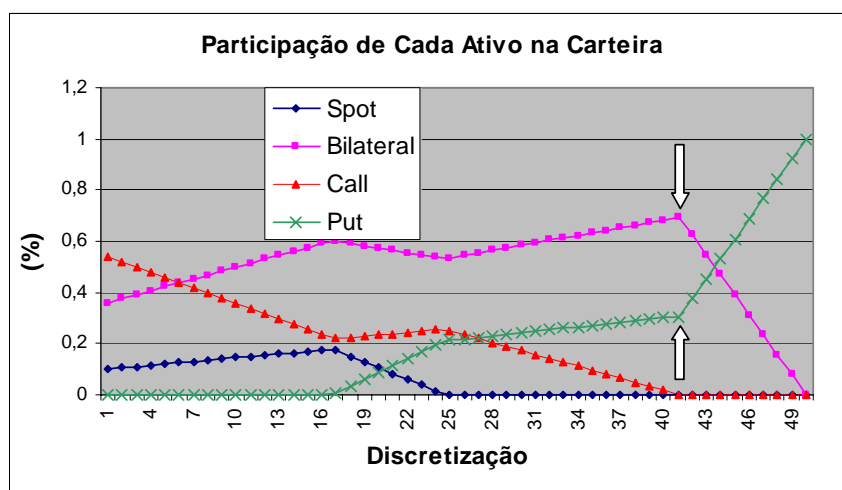


Figura 46. Composição da Fronteira Eficiente – Parâmetros Alterados

O ponto destacado pelas setas nesta figura e o ponto extremo da fronteira eficiente são comparados na tabela 14:

Risco	Retorno	Spot	Bilateral	Call	Put
16.4 %	37.7 %	0 %	69.1 %	0 %	30.1 %
35.7 %	41.3 %	0 %	0 %	0 %	100 %

Tabela 14. Comparação da Relação Risco x Retorno

Pode-se ver que o incremento obtido no retorno esperado é pequeno para o incremento de risco correspondente. A composição de aproximadamente 70 % de contratação bilateral e de aproximadamente 30 % de compra de *put* é mais racional de acordo com a teoria da diversificação de Markowitz.

6.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo a metodologia proposta foi avaliada para algumas possíveis situações de contratação. As possibilidades de análise do problema de gerenciamento de risco na comercialização de energia são inúmeras. No entanto, o enfoque deste trabalho se deu na determinação da composição do portfólio de compra e venda de energia e no uso de instrumentos derivativos para mitigação de risco nesta atividade. As simulações mostraram que o uso destes instrumentos é eficiente e à medida com que a volatilidade dos preços aumenta, esta contribuição é ainda mais significativa.

De acordo com cada cenário de contratação, é possível encontrar a composição de uma carteira que forneça o maior retorno esperado para um determinado nível de risco. Foi evidenciado que nas regiões em que este risco era baixo, a carteira apresentava uma composição diversificada e os derivativos eram ponderados significativamente. Já nas regiões de altos retornos, geralmente a carteira era composta por um único ativo, que, para aquele determinado cenário de contratação, era o mais atrativo.

Como já mencionado anteriormente, a relação entre o risco associado à carteira de contratos será “proporcional” aos retornos esperados, pois se espera que os investidores operem sobre a ótica da racionalidade e busquem lucros mais elevados em atividades que apresentem grau de incerteza acentuado.

A importância de um mecanismo de previsão de preços também ficou evidenciada, pois estes dados afetam diretamente a análise, dado que os contratos derivativos adotados têm seus preços estabelecidos como função do comportamento do curto prazo. Como no sistema elétrico brasileiro os preços de curto prazo geralmente são muito baixos, análises como estas podem possibilitar a obtenção de lucro aos agentes comercializadores em troca de uma certa exposição à esta variação.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são discutidas as conclusões sobre os resultados obtidos através da metodologia desenvolvida e as recomendações e sugestões para trabalhos futuros.

7.1 CONCLUSÕES

Inicialmente foi necessário investigar as reformas ocorridas no setor elétrico de alguns países, que de certa forma propiciaram o surgimento da atividade de comercialização de energia elétrica sobre os paradigmas de mercado competitivo. A partir daí, o problema foi analisado sob a ótica de um agente comercializador inserido no contexto do setor elétrico brasileiro.

O desenvolvimento deste trabalho proporcionou a compreensão das distintas etapas que envolvem o problema de gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica. Como comentado no decorrer do trabalho, o problema pode ser dividido em três etapas. Inicialmente é necessária uma ferramenta de previsão de cenários de preços para que o comportamento esperado possa ser determinado, assim como a volatilidade desta variável.

O próximo passo consiste em conhecer as possibilidades de contratação existentes para que uma carteira diversificada possa ser composta. Este assunto foi tratado no Capítulo 3 onde os contratos *forward*, futuros e de opções foram explicitados.

Com base nestas informações, a terceira etapa define as metodologias de análise e gerenciamento de risco utilizadas para quantificar o risco de mercado que determinada carteira proporciona ao agente. A Teoria de Markowitz, implementada neste trabalho, além de quantificar este risco determina a composição eficiente do portfólio de contratos que forneça o maior retorno esperado.

As simulações mostraram que os instrumentos derivativos são eficazes quando utilizados para que os agentes obtenham *hedge* contra volatilidade dos preços. Tanto que,

nas regiões em que o risco da carteira de contratos era baixo, sua composição era diversificada e incluía uma significativa participação de contratos de opção.

Também ficou evidenciado através das simulações que a exposição controlada à volatilidade dos preços pode propiciar lucro ao agente comercializador. Este fato justifica o uso de ferramentas de análise de risco como a da metodologia proposta.

7.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- O portfólio de compra de energia foi modelado com contratos bilaterais e contratos flexíveis, no entanto este também poderia ser composto por contratos derivativos. Seria oportuno modelar esta possibilidade de negociação.
- Os contratos foram modelados de maneira estática no decorrer do período em análise, ou seja, nenhuma modificação é prevista na carteira durante os cinco anos do horizonte de planejamento. Se faz necessário avaliar o uso da técnica de Programação Dinâmica para atualização do portfólio de acordo com as modificações ocorridas ao longo do tempo.
- Outro ponto interessante é que mecanismo de precificação dos contratos de opção utilizado neste trabalho foi baseado em empirismo. Existem algumas metodologias clássicas de precificação de opções financeiras, sendo a de *Black e Scholes* a mais difundida. No entanto, a sua aplicação às opções reais como no caso do setor elétrico é bastante contestada, sendo este um tema interessante para investigações futuras.
- A implementação de outras metodologias de análise de risco como *Value at Risk* em conjunto com a Teoria de Markowitz é outro aspecto interessante, assim como a modelagem das preferências do decisor via função utilidade ou curvas de indiferença também proporcionariam ganhos à análise.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERS, George; ENTRIKEN, Robert; NITU, Puica; 1999. *Tutorial: Risk Assessment and Financial Management*. IEEE Power Engineering Society.

ARFUX, Gustavo A. B.; SILVEIRA, Fabíola S. V.; TEIVE, Raimundo G.; 2004. *Metodologia para Avaliação de Riscos de Carteiras de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica*. Anais do IX SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro.

ARFUX, Gustavo A. B.; SILVEIRA, Fabíola S. V.; TEIVE, Raimundo G.; 2004b. *Modelos Institucionais Adotados no Mundo – O Caso do Setor Elétrico Brasileiro*. Anais do IV CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Itajubá – MG.

AZEVEDO, Filipe; VALE, Zita A.; VALE, Almeida A.; 2003. *Decision-Support Tool for the Establishment of Contracts in the Electricity Market*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.

BERNSTEIN, Peter L.; 1997. *Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco*. Editora Campus, 2º Edição.

BEZERRA, F. L. O.; 2000. *Avaliação da Estimativa do Risco de Mercado de Ações e Opções de Compra da Petrobrás Utilizando a Metodologia Value At Risk (VAR) com Simulação Monte Carlo*. PROPAD, Dissertação de Mestrado UFPE.

BJORGAN, Roger et al.; 2000. Pricing Flexible Electricity Contracts. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.15, No 2, November 2000.

BJORGAN, Roger; LIU, Chen C.; LAWARRÉE, Jacques; 2003. *Financial Risk Management in a Competitive Electricity Market*. University of Washington, Seattle.

DAHLGREN, Robert; LIU, Chen C.; LAWARRÉE, Jacques; 2003. *Risk Assessment in Energy Trading*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18. No 2, May 2003.

DAMODARAN, A.; 1996. *Investment valuation tools and techniques for determining the value of any asset*. New York: John Wiley & Sons.

DAVID, Pedro S. et al. 2001. *Gerenciamento de Risco Financeiro no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*. Anais do XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas - São Paulo – Brasil.

DEHDASHTI, Eddie S.; 2004. *Developing Countries Restructuring With Benefits from Competition (or not)*. IEEE Power & Energy Magazine. Vol.2, No 5, September/October 2004.

DENTON, Michael et al.; 2003. *Managing Market Risk in Energy*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18. No 2, May 2003.

DOMINGUES, Elder G. et al. 2003. *Análise de Risco para Otimizar Carteiras de Ativos Físicos em Geração de Energia Elétrica*. Anais do XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia - Minas Gerais.

EDSON SILVA L.; 2001. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 1ª Ed. Sagra Luzzatto, Porto Alegre.

ELLIS, Luiz M. F.; 2002. *As Crises Energéticas na Califórnia e no Brasil em 2000/2001 e suas Relações com os Novos Modelos Setoriais*. CIGRÉ - Brasil, Rio de Janeiro.

GEDRA, Thomas W.; 1994. *Optional Forward Contracts for Electric Power Markets*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No 4, November 1994.

GRANVILLE, Sérgio et al.; 2003. *Um Sistema Integrado para Gerenciamento de Riscos em Mercados de Energia Elétrica*. Anais do XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia – Minas Gerais.

GUIDO, Luis Cláudio; DUARTE, Gutierrez; 2003. *Gerenciamento de risco na indústria de eletricidade brasileira: Conceitos, Métricas e Aplicabilidade*. Anais do XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia – Minas Gerais.

HIRSCHFELD, H.; 2000. Engenharia Econômica. São Paulo - SP: Editora Atlas.

HULL, John C.; 1996. *Introdução aos Mercados Futuros e de Opções*. 3ª Ed. Bolsa de Mercadorias & Futuros.

HULL, John C.; 1998. *Opções, Futuros e Outros Derivativos*. 3ª Ed. Bolsa de Mercadorias & Futuros.

HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham; 1997. *Competition and Choice in Electricity*, National Economic Research Associates. 1ª Ed. John Wiley & Sons, England.

JORION, Phillippe.; 1998. *Value at Risk*. 1ª Ed. Bolsa de Mercadorias & Futuros.

KEENEY, R. L.; RAIFFA, H.; 1993. *Decisions with Multiple Objectives – Preferences and Value Tradeoffs*, Cambridge University Press.

MARRISON, Chris; 2002. *The Fundamental of Risk Measurement*, McGraw Hill.

MARZANO, L. G. B.; MELO, A. C. G.; SOUZA, R. C.; 2003. *An Approach for Portfolio Optimization of Energy Contracts in the Brazilian Electric Sector*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.

MONGUELLI, João M. M.; 2002. *Mecanismos de Avaliação de Contratos de Compra e Venda de Energia em Ambiente Competitivo*. Florianópolis, SC. Dissertação de Mestrado – UFSC/PGEEL.

MORECFOFT, J. D. W.; *Executive Knowledge, Models and Learning*, European Journal of operational Research, 5 de setembro de 1992.

MOTTA, L. F. J.; 2002. *Teste do CAPM Zero-Beta no Mercado de Capitais Brasileiro*. PUC – Rio, Anais do Congresso BALAS, Flórida, EUA.

NASCIMENTO, C. R. A.; 1999. *Risco e Comercialização de Energia Elétrica*. Itajubá – Minas Gerais. Dissertação de Mestrado, EFEI.

OLIVEIRA, A.; 1997. *Reforma do Setor Elétrico, Que podemos aprender com a experiência alheia?* Instituto de Economia UFRJ, Rio de Janeiro.

OLIVEIRA, Maurício F.; TEIVE, Raimundo G.; ARFUX, Gustavo A. B.; 2004. *The Deregulation Process of the Electrical Sector Into Practice - A Comparison Between Developed and Developing Countries*. IEEE Latin America Transaction.

PALAMARCHUK, S. I.; 2003. *Forward Contracts for Electricity and Their Correlation With Spot Markets*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.

PAMPLONA, E.O.; 2002. *Seleção de Carteiras Através do Modelo de Markowitz Para Pequenos Investidores*. EFEI, Itajubá, MG.

PILIPOVIC, Dragana.; 1997. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. McGraw – Hill

RAMOS, Dorel S.; 2002. *Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro – Gerenciamento de Risco no Setor de Energia Elétrica*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

REIS da SILVA M. A.; 2001. *Uma Análise Empírica da Utilização do Índice Beta do Modelo de Precificação de Ativos (Capital Asset Pricing Model - CAPM) como Medida de Risco no Mercado Acionário Brasileiro*. Núcleo de Pesquisas Econômico-Sociais, UNITAÚ.

ROCHA, R. C.; 1999. *Princípios de Análise da Reforma do Setor Elétrico: Um Estudo Comparativo*. Dissertação de Mestrado. UFSC, Florianópolis.

ROSA, Luiz Pinguelli; TOLMASQUIM, Maurício Tiomno; PIRES, José Cláudio Linhares; 1998. *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo, Uma Visão Crítica*. Ed. Relume Dumará, Rio de Janeiro.

SCHMUTZ, Alain; GNANSOUNOU, Edgard; SARLOS, Gérard; 2002. *Economic Performance of Contracts in Electricity Markets: A Fuzzy and Multiple Criteria Approach*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No 4, November 2002.

SCHUCH, Gladis B.; PORRUA, Fernando; 2003. *Análise da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro* In: Fórum de Energia, 2003, Novo Hamburgo - RS - Brasil. Anais do Fórum de Energia. , 2003. v.01. p.01 – 05.

SHARPE W. F.; *Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk*. Journal of Finance, September 1964.

SILVEIRA, Fabíola S. V.; 2001 *Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico*. Florianópolis, SC. Tese de Doutorado – UFSC/PGEEL.

SOUZA, Z. J.; 1999. *O Mercado Futuro de Eletricidade em New York*. São Paulo/SP: Resenha BM&F - nº. 131.

STERN, Júlio M.; 2000. *Otimização e Processos Estocásticos Aplicados à Economia e Finanças*. Dissertação de Mestrado. UFSC, Florianópolis.

TANLAPCO, Eva; LAWARRÉE, Jacques; LIU, Chen C.; 2002. *Hedging With Futures Contracts in a Deregulated Electricity Industry*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No 4, August 2002.

VÁZQUEZ, Carlos; RIVIER, Michel; ARRIAGA, Pérez I.; 2002. *A Market Approach to Long-Term Security of Supply*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No 2, May 2002.

WESTON, J. Fred.; BRIGHAM, E. F.; 2000. *Fundamentos da Administração Financeira*. 10a. ed. São Paulo - SP: Makron Books.

ZELAYA, Rody A.; 2004. *Avaliação de Contratos de Energia sob Incerteza: Uma Abordagem Baseada na Lógica Fuzzy e Teoria Multicritério*. Florianópolis, SC. Dissertação de Mestrado – UFSC/PGEEL.